



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



R E L A B
RENEWABLE HEATING AND COOLING LAB

Version 1.0

18/06/2020

Analisi preliminare sul possibile percorso di decarbonizzazione della Sardegna

Lavoro svolto con il contributo di WWF Italia

IN EVIDENZA	4
EXECUTIVE SUMMARY	4
1. INTRODUZIONE	13
2. CONTESTO ENERGETICO ATTUALE	14
2.1. SETTORE CIVILE	16
2.2. INDUSTRIA	18
2.3. GENERAZIONE ELETTRICA	24
3. POSSIBILI OPZIONI DI DECARBONIZZAZIONE PER IL SISTEMA ENERGETICO SARDO	28
3.1. PREMessa	28
3.2. GENERAZIONE E CONVERSIONE DELL'ENERGIA	30
3.3. SERVIZI TERMICI NEGLI EDIFICI	30
3.4. MOBILITÀ DI PERSONE E MERCI	32
3.5. INDUSTRIA	33
4. SIMULAZIONE E ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO NEL PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	34
4.1. STRUTTURA DEL SISTEMA ENERGETICO DI RIFERIMENTO MODELLIZZATO	34
4.2. SCENARIO DI COMPLETA DECARBONIZZAZIONE (2050)	35
4.3. SCENARIO DI TRANSIZIONE (2025-2030)	44
5. CONCLUSIONI	49
BIBLIOGRAFIA	54



POLITECNICO
MILANO 1863

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



R E L A B
RENEWABLE HEATING AND COOLING LAB



In evidenza

- Le simulazioni mostrano un possibile scenario per soddisfare la domanda energetica sarda al 2050 con i soli apporti da fonti rinnovabili, supportati da infrastrutture di accumulo idroelettrico e da idrogeno verde per bilanciare il sistema elettrico e gestire i consumi non elettrificabili (industria e trasporto pesante)
- Le simulazioni per il periodo 2025-2030 permettono di compensare il phase out del carbone con un incremento degli apporti rinnovabili e degli accumuli idroelettrici. Uno scenario alternativo include l'anticipazione degli apporti da idrogeno verde per il bilanciamento della rete.
- Nella valutazione costi benefici delle infrastrutture è importante introdurre la compatibilità delle proposte con gli scenari di decarbonizzazione al 2050 al fine di avanzare strategie coerenti con le policy di lungo periodo e scongiurare il rischio di lock-in degli investimenti.
- Una maggiore disponibilità di dati dei consumi energetici nel settore industriale, sia nelle quantità che nella georeferenziazione, permetterebbe una migliore valutazione delle infrastrutture.

Executive summary

Gli obiettivi di policy europei e nazionali prevedono una completa decarbonizzazione del sistema energetico al 2050. La Sardegna rappresenta un contesto particolare nel percorso di decarbonizzazione nazionale: geograficamente isolata, con potenziale rinnovabile interessante, non ha oggi accesso ad una rete gas e sarà oggetto nel 2025 del phase-out del carbone. Un elemento importante che si sovrappone alla transizione energetica dell'isola è l'ipotesi di sviluppo del gas metano sull'isola. L'interesse per il metano nella regione riguarda sia la fornitura domestica, produttiva e per autotrazione, attraverso un'infrastruttura di rete, sia la necessità di mantenere l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico a fronte del phase-out del carbone. Lo sviluppo dell'infrastruttura, oggi inesistente, si accompagnerebbe al rischio di generare un fenomeno di lock-in di investimenti che entri in conflitto con gli obiettivi di decarbonizzazione nel lungo periodo.

Il presente lavoro intende identificare le opzioni tecnologiche e le questioni fondamentali che si legano al percorso di decarbonizzazione nazionale e dell'isola e vuole analizzare la possibilità di anticipare tale percorso. Lo studio parte dalla comprensione del contesto energetico attuale, propone una discussione circa le possibili opzioni tecnologiche, e simula infine il sistema energetico nel medio e lungo termine.

L'analisi approfondisce gli aspetti legati alla decarbonizzazione e al rischio di lock-in dal punto di vista esclusivamente tecnologico. Non sono qui trattate le tematiche socio-economiche che ruotano attorno al tema dell'energia, e in particolare ai suoi usi da parte dell'industria manifatturiera che si trova ad operare in un contesto globale sempre più competitivo. Tali aspetti, meritevoli di interesse, potranno essere oggetto di successive analisi ad hoc.

Contesto energetico attuale

Settore civile – La domanda di energia termica del settore civile, pari a 7.6 TWh secondo il bilancio energetico regionale 2013, mostra una generale bassa densità spaziale, sia per il comparto residenziale che per il terziario. La distribuzione degli impianti residenziali mostra un'importante penetrazione dell'elettificazione e degli impianti a biomassa. Le fonti fossili rappresentano il 31% dei consumi nel settore residenziale e il 39% nel terziario. Le pompe di calore elettriche risultano presenti nel 30% delle abitazioni sebbene verosimilmente utilizzate primariamente per la climatizzazione estiva.

Industria – I consumi di energia termica nel 2013 sono stati stimati pari a circa 400 ktep. A partire dalla crisi del 2008-2009 vi è stato un calo progressivo dei consumi totali del settore industriale: fra il 2008 e il 2013, i consumi elettrici sono calati del 56% e quelli termici del 25%.

Per i consumi termici, il rallentamento della produzione ha portato ad una diminuzione in particolare dei prodotti petroliferi, con consumi nel 2013 pari a 235 ktep per gli usi diretti. Il 25% dei consumi finali di energia termica inoltre è rappresentato da calore derivato da centrali cogenerative, principalmente alimentate da prodotti petroliferi, con un consumo indiretto pari a 96 ktep. I combustibili solidi sono utilizzati nel settore della metallurgia e, in minima parte, nel settore della lavorazione dei minerali non metalliferi. Nel complesso, la metallurgia e la chimica e petrolchimica sono i settori più energivori.

Fra i consumi elettrici, si è registrato un drastico calo nel settore della metallurgia (chiusura totale della produzione di alluminio). La produzione e lavorazione di metalli non ferrosi hanno visto i consumi crollare del 76% fra il 2008 e il 2013. Solo i consumi dell'industria meccanica e dell'insieme delle "altre industrie manifatturiere" sono tornati ai livelli pre-crisi, e l'industria alimentare ha mostrato una ripresa dopo il 2013. L'elaborazione di una localizzazione spaziale della domanda attraverso il numero di addetti non evidenzia particolari concentrazioni geografiche della domanda mentre elaborazioni a partire dai dati di emissioni permettono di stimare che circa il 50% della domanda del settore si trovi concentrata in 9 comuni.

Generazione elettrica - Il comparto della generazione elettrica presenta poche grandi unità e circostanze spesso critiche per la sicurezza del sistema. La Regione è esportatrice netta di energia elettrica e la domanda è guidata dal settore civile con una componente industriale comunque importante. La capacità installata di generazione vede la rilevanza del carbone, con due grandi impianti con profilo di utilizzo costante, l'impianto IGCC connesso alla raffineria di Sarroch, anch'esso con profilo pressoché costante, e un unico impianto di pompaggio. Risulta poi non trascurabile la potenza complessiva degli impianti a olio combustibile, in parte cogenerativi, connessi ad utilizzi industriali. Fotovoltaico ed eolico registrano nel 2018 rispettivamente 787 MW e 1054 MW.

La Sardegna è connessa in corrente continua con la zona Centro Sud e con la zona Centro Nord ed è programmata la realizzazione della connessione Sardegna-Sicilia-Centro Sud. Tali interconnessioni sono spesso usate come ulteriore via di fuga tra la zona Centro Sud e Centro Nord.

I documenti di policy nazionale richiedono una maggiore penetrazione di rinnovabili e contestualmente impianti di pompaggio e maggiori interconnessioni per far fronte alle fluttuazioni anche a livello nazionale.

Il phase-out del carbone, inoltre, richiede l'installazione di compensatori sincroni e capacità dispacciabile aggiuntiva.

Possibili opzioni di decarbonizzazione per il sistema energetico sardo

La Sardegna presenta un potenziale di sviluppo di eolico e solare superiore al fabbisogno energetico dell'isola. La decarbonizzazione richiederà un'alta capacità di generazione da fonti rinnovabili fluttuanti con uno sfasamento orario e stagionale tra produzione e domanda. Tale sfasamento, compensato nel settore elettrico dallo sviluppo di ulteriore capacità di accumulo, dovrà essere mitigato con vettori energetici alternativi che abbiano un impatto neutro rispetto alla CO₂ e il cui sviluppo si renderà necessario anche per gli usi finali difficilmente elettrificabili. I vettori di sintesi si potranno riconvertire in energia elettrica oppure utilizzare in altri settori, localmente o tramite una rete di trasporto (pipeline o camion-cisterna). Fra i vettori alternativi compatibili con il processo di decarbonizzazione, vi saranno l'idrogeno da elettrolisi abbinata a elettricità rinnovabile (di seguito idrogeno verde nel testo), e i combustibili sintetici (metano, metanolo e altri) che si possono derivare dalla combinazione di idrogeno e carbonio. Il fabbisogno di carbonio di origine neutra si potrà accompagnare al rischio che i vari settori entrino in competizione per l'utilizzo di biomassa. Sarà necessario inoltre rimuovere attivamente il carbonio dall'atmosfera per compensare i gas serra non legati all'uso dell'energia. Le opzioni possibili sono diverse, ma il potenziale di stoccaggio geologico risulta limitato.

Generazione e conversione dell'energia – Il sistema elettrico vedrà una grande penetrazione di rinnovabili e una domanda in forte crescita. La presenza di fotovoltaico ed eolico (con grande potenziale di sviluppo in Sardegna) necessiterà di sistemi di accumulo. Gli impianti di pompaggio, anch'essi con un potenziale rilevante, potranno ricoprire un servizio fondamentale anche oltre i confini territoriali. I sistemi di accumulo chimico avranno un ruolo probabilmente nello sgravare le reti di distribuzione. Il bilanciamento tra domanda e offerta attraverso nuovi vettori di sintesi avrà minori efficienze di conversione ma maggiori capacità di accumulo a parità di costo. Ulteriori opzioni di flessibilità per l'integrazione di rinnovabili fluttuanti potranno essere sistemi di demand-side-management e l'uso di biomassa legnosa, biocombustibili e biogas, se di produzione sostenibile. L'uso di fonti fossili sarebbe limitato dal potenziale di stoccaggio della CO₂.

Servizi termici negli edifici – L'elettificazione del condizionamento invernale e della produzione di acqua calda con pompe di calore risulta l'opzione di maggiore interesse nel contesto sardo e si aggiungerà alla maggior diffusione del condizionamento estivo e di fornelli elettrici, con un impatto sulla rete di distribuzione e sulle potenze elettriche richieste. L'impatto potrà essere mitigato privilegiando, dove possibile, l'installazione di sistemi centralizzati e sistemi meno sensibili alle fluttuazioni di temperatura, così come sistemi intelligenti di gestione degli impianti. I vettori energetici di sintesi potrebbero essere utilizzati più efficientemente per usi finali difficilmente elettrificabili. L'utilizzo sostenibile dei boschi potrà garantire un'alternativa, limitata dalla competizione per altri usi energetici della biomassa (inclusa la domanda di carbonio neutro). Sistemi di teleraffrescamento potrebbero consentire di recuperare calore o freddo da

altri settori e sfruttare economie di scala per impianti a maggiore efficienza e minor capacità complessiva, anche grazie a sistemi di accumulo termico, giornaliero o stagionale.

Mobilità di persone e merci – Per la decarbonizzazione dei trasporti sarà importante favorire uno shift modale e cambiare i motori e/o i combustibili in uso. Una grande opportunità viene dall'elettrificazione dei veicoli leggeri, sebbene con un impatto non trascurabile sulla rete di distribuzione e sui carichi elettrici (mitigabile con ricarica intelligente e vehicle-to-grid). La sfida importante concerne i mezzi pesanti e il traffico aereo e navale, per i quali risulterà necessaria, o più pratica, una transizione dei combustibili verso biometano, idrogeno o combustibili sintetici di sua derivazione, con un contributo marginale dei biocombustibili, se sostenibili. Il percorso di transizione sarà di fatto dipendente da dinamiche e accordi internazionali.

Industria – La decarbonizzazione dell'industria richiederà una transizione tecnologica importante. A basse temperature si potrà intervenire con solare termico, pompe di calore e recupero del calore di scarto; su medie-alte temperature sarà possibile l'impiego di biomassa, sistemi power-to-heat, idrogeno o altri combustibili di sintesi CO₂ neutri. Sarà importante agire anche sul miglioramento dell'efficienza e sulle materie prime utilizzate, sostituendole o ricorrendo a processi differenti. La trasformazione richiesta potrà richiedere spazi diversi e tempi lunghi dettati dalla vita utile degli impianti, con il rischio, nell'eventuale introduzione del metano come combustibile di transizione, di dismissione prima del loro ammortamento. La decarbonizzazione potrà essere letta come opportunità in un'economia globale decarbonizzata che richiederà la produzione in massa di materiali e di componenti necessari per immettere sul mercato diverse tecnologie fondamentali. In tale contesto, le raffinerie potranno trovare spazio riconvertendosi alla produzione di (bio)combustibili sintetici.

Simulazione e analisi del sistema energetico nel percorso di decarbonizzazione

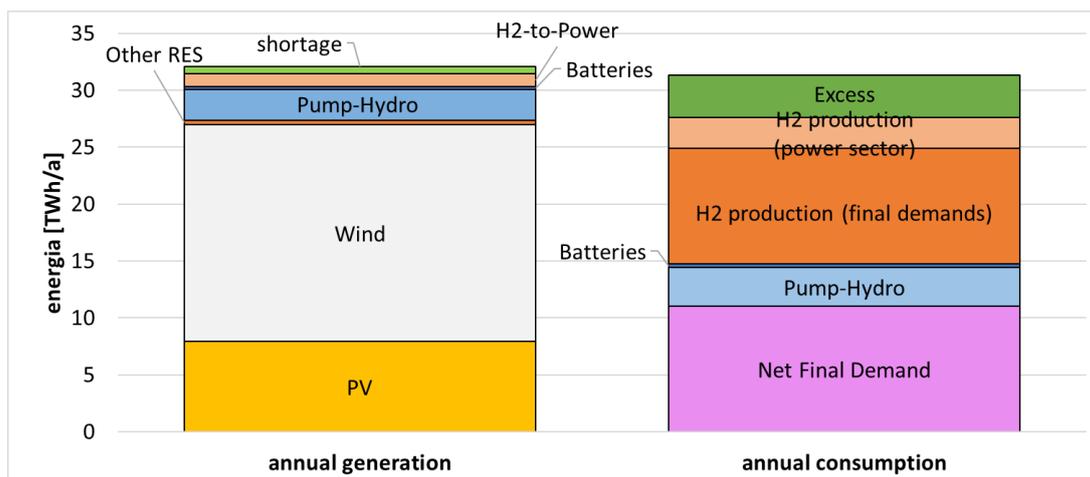
Questo studio si è servito di una simulazione oraria del sistema energetico per il periodo 2025-2030 e per il 2050. Lo strumento modellistico utilizzato, costruito ad hoc, è disponibile in forma open-access per semplice utilizzo, ispezione e possibili miglioramenti¹. Il sistema energetico simulato, senza infrastrutture di trasporto gas, presenta due vettori energetici principali: energia elettrica (per usi convenzionali, riscaldamento, cottura, mobilità privata e calore industriale a bassa temperatura) e idrogeno verde (per generazione elettrica, calore industriale ad alta temperatura e per trasporti). Il modello non simula scambi di potenza con le altre zone di mercato ma ammette eccessi di generazione e shortage, indicativi delle necessità di scambio.

Scenario di completa decarbonizzazione (2050) – In questo scenario, la domanda finale di energia è soddisfatta integralmente da fonti rinnovabili nel settore elettrico inclusi gli apporti per la produzione di idrogeno verde indispensabile in diversi segmenti della domanda. La domanda finale di energia elettrica deriva dalla domanda dell'anno 2019 più i contributi stimati per riscaldamento, cottura, mobilità privata e calore industriale a bassa temperatura. Per i veicoli leggeri si è assunto 75% del parco circolante alimentato

¹ Il codice del modello e i dati utilizzati sono disponibili online al link <http://doi.org/10.5281/zenodo.3840530>.

elettricamente e 25% a idrogeno. Il resto del trasporto è stato assunto come alimentato a idrogeno verde. Per la domanda industriale di calore si è assunta la possibilità di elettrificarne il 9% e convertire il resto ad idrogeno verde.

Per le capacità installate di generazione elettrica rinnovabile, di produzione di idrogeno e di accumulo sono stati considerati diversi intervalli di valori. In particolare: (i) eolico e fotovoltaico, complessivamente 20 GW, rientrano nelle stime di potenziale di altri studi; (ii) gli impianti di pompaggio nuovi, assunti pari a 1 GW e 10 ore equivalenti, sono in linea con stime di potenziale esistenti; (iii) gli accumuli elettrochimici, pari a 500 MW e 4 ore equivalenti, sono attribuiti all'autoconsumo, in analogia a quanto assunto nel PNIEC; (iv) gli impianti di produzione e accumulo di idrogeno e gli impianti di generazione elettrica da idrogeno sono assunti molto grandi per poter individuare la reale necessità. Si è previsto un vincolo, in quote differenti, di generazione istantanea cosiddetta *stabile*, per considerare questioni di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico. La scelta di utilizzare quote differenti in diverse simulazioni, tra 0 e 30%, è dettata dall'incertezza che caratterizza uno scenario lontano nel tempo, in cui l'inerzia e le riserve potrebbero essere fornite attraverso differenti opzioni tecnologiche.



Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel 2050.

I **risultati** mostrano dal lato generazione una prevalenza di eolico e fotovoltaico e il contributo importante degli accumuli idroelettrici e a mezzo idrogeno verde. Al contempo risulta interessante la consistenza dei consumi destinati alla domanda finale di idrogeno verde e la generazione in eccesso, pari a 3.7 TWh, più del 12% dell'energia generata. Non trascurabile inoltre la presenza di shortage di 0.6 TWh (5.7%) per la domanda elettrica finale, e pari a 0.1 TWh (1.9%) negli usi finali dell'idrogeno. Le curve di durata dell'energia non fornita evidenziano un numero di ore non trascurabile, soprattutto per l'energia elettrica. Gli shortage risultano verificarsi principalmente d'estate e durante la notte. La non disponibilità di vento in tali momenti risulta essere la causa principale. Assumendo condizioni ventose simili nel resto d'Italia, gli shortage potrebbero essere ridotti per mezzo di ulteriori accumuli sia elettrici sia di idrogeno e probabilmente in modo solo marginale attraverso l'import. Le grandi capacità assunte per gli elettrolizzatori

sono sfruttate completamente solo poche ore all'anno per assecondare gli eccessi di generazione. Il dimensionamento reale di tali processi va certamente pesato sul costo di investimento dei processi e sul costo della generazione elettrica altrimenti non allocata. Gli impianti di accumulo presentano maggiori ore di utilizzo e curve di durata meno ripide, indicando un ruolo non trascurabile. I cicli di carica-scarica sono giornalieri o al più infrasettimanale per quanto riguarda gli impianti di accumulo elettrico. Si verificano cicli molto più lunghi (anche mensili) per l'accumulo di idrogeno. Questi impianti e il loro dimensionamento risultano pertanto critici per poter accomodare la generazione fluttuante e/o limitarne la capacità installata. Diverse combinazioni di fotovoltaico ed eolico hanno un impatto considerevole sugli eccessi e sugli shortage e conseguentemente sugli accumuli.

Scenario di transizione (2025-2030) – In questo scenario sono stati ipotizzati due casi in cui il sistema energetico si basa esclusivamente o sull'opzione pompaggio o su un'opzione a idrogeno verde, senza capacità aggiuntiva di pompaggio, per mantenere la sicurezza del sistema elettrico a fronte del phase-out del carbone. In questi scenari il modello: (i) non considera una domanda finale di idrogeno ulteriore rispetto al bilanciamento elettrico; (ii) assume il percorso di elettrificazione a metà strada rispetto al 2050; (iii) assume capacità minori di rinnovabili e di accumulo (400 MW di pompaggi) e (iv) assume disponibili gli impianti a fonti fossili esistenti (escluso il carbone), considerando diverse possibili interazioni per l'impianto IGCC. È abilitato inoltre anche l'import di energia elettrica con un prezzo medio assunto pari a 65.00 €/MWh.

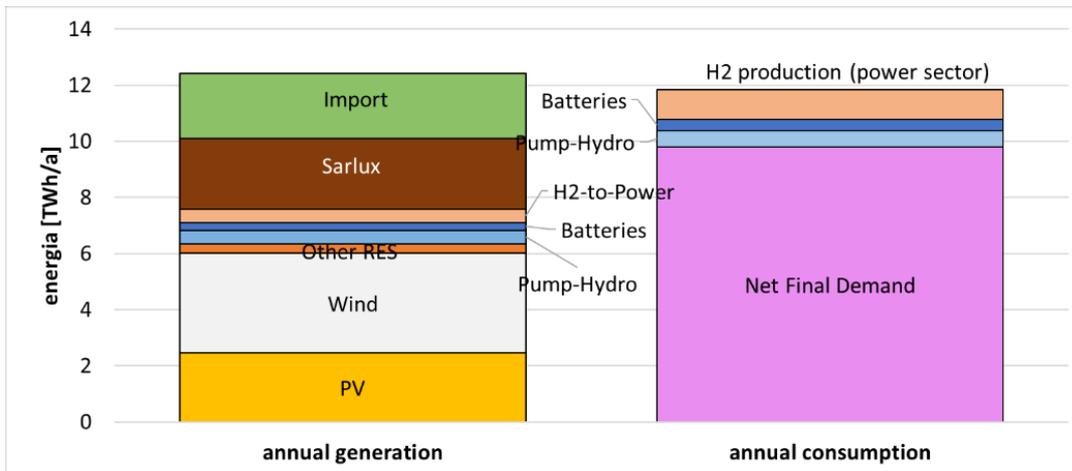
Partendo da un consumo annuo di gas stimato da Snam in 100 Mm³ per la produzione elettrica, si sono calcolate le rispettive capacità di rinnovabili da installare, sia assumendo di sfruttare impianti dedicati di fotovoltaico o eolico per produrre analoga quantità di idrogeno verde (rispettivamente di 2285 MW e 950 MW, ovvero +290% e +90% rispetto al 2018), sia assumendo di sfruttare la sola generazione in eccesso da impianti di fotovoltaico o eolico (rispettivamente 4632 MW e 2144 MW, +589% e +203% rispetto al 2018). Attraverso simulazioni differenti si sono assunte due diverse combinazioni, distribuendo equamente la capacità aggiuntiva sulle due fonti.

I risultati, nel caso dell'opzione idrogeno verde (senza capacità aggiuntiva di pompaggio), hanno evidenziato la prevalenza dell'impianto IGCC, dell'eolico e del fotovoltaico. L'import riesce a coprire la domanda residua (pari a 1.8 TWh, 14% dell'offerta) con potenze disponibili adeguate alle capacità delle interconnessioni (è assunto il Tyrrhenian Link). Il contributo degli accumuli idroelettrici e dell'idrogeno è non trascurabile, sebbene quest'ultimo non raggiunga la quota di 1.06 TWh assunta in partenza. L'analisi oraria individua l'intervento dell'import principalmente nelle ore notturne mentre i pompaggi e le batterie intervengono in assorbimento nelle ore di maggiore presenza del fotovoltaico e in generazione nelle ore serali. La generazione a idrogeno si concentra nelle ore di eccesso per contribuire alla quota di generazione stabile richiesta. Le curve di durata della generazione a idrogeno mostrano un utilizzo molto limitato alla massima potenza e per circa 2500 ore a potenze ridotte. Contemporaneamente l'accumulo dell'idrogeno mostra un utilizzo piuttosto importante. L'impianto di pompaggio viene utilizzato intensamente sebbene con cicli di carica-scarica più corti.

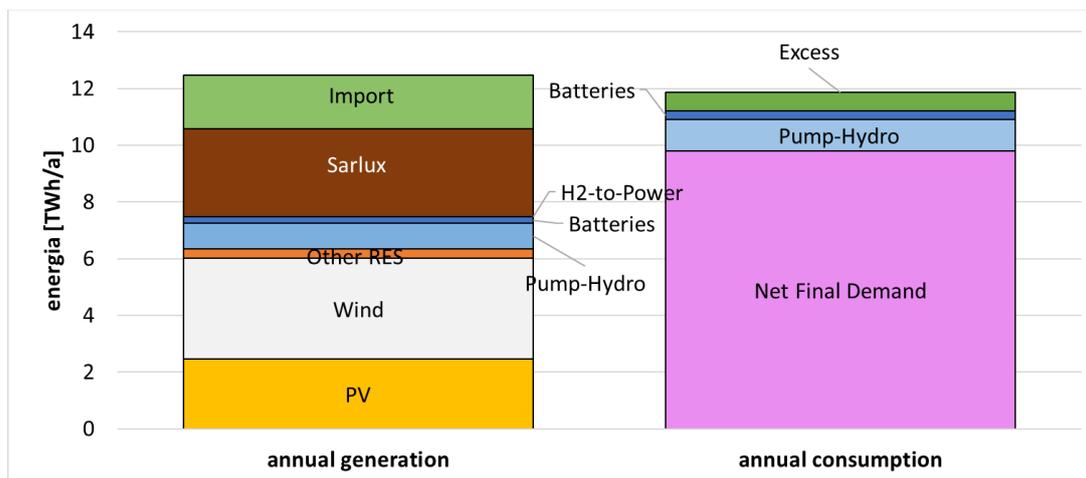


Con capacità minori di fotovoltaico ed eolico, la generazione a idrogeno verde risulta limitata, proprio come la relativa richiesta di accumulo del vettore. Una variazione della quota di generazione stabile richiesta ha l'effetto di incrementare il contributo da parte dell'impianto IGCC e degli accumuli, sia a mezzo pompaggi che idrogeno, a scapito dell'import. Con una capacità alta di fluttuanti risulta impossibile garantire la quota stabile pari a 30% se non con una capacità dispacciabile totale di almeno 600 MW.

L'opzione con sola capacità di pompaggio addizionale (senza idrogeno) presenta una minore capacità di accumulo (circa il 10% del caso idrogeno) ma maggiori efficienze del ciclo carica-scarica (circa il doppio). I risultati si differenziano per la presenza di eccessi (0.4-1.3 TWh, pari a circa 3.7-8.8% dell'offerta elettrica, a seconda della quota di generazione stabile), potenzialmente disponibili per altre zone di mercato. Anche con questa soluzione, con un'alta capacità di fluttuanti risulta impossibile garantire la quota stabile pari a 30% se non con una capacità dispacciabile totale di almeno 600 MW. Le differenti assunzioni circa l'impianto IGCC inoltre hanno un impatto non trascurabile sull'utilizzo delle due opzioni analizzate (idrogeno o idroelettrico).



Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte (caso con solo idrogeno e pompaggio esistente)



Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte (caso con soli pompaggi)

Conclusioni

Il sistema energetico sardo, grazie agli elevati potenziali di rinnovabili e alla struttura della domanda nei settori finali, offre la possibilità di costruire scenari di decarbonizzazione basati sulla penetrazione di fonti rinnovabili, pur non programmabili. Lo sviluppo fotovoltaico ed eolico andrà affiancato da un potenziamento degli accumuli idroelettrici e dallo sviluppo dell'idrogeno verde da elettrolisi per supportare il bilanciamento nel settore elettrico. Sul lungo termine, inoltre, l'idrogeno servirà per alimentare i bisogni energetici non elettrificabili, soprattutto del comparto industriale. Le simulazioni del sistema energetico nell'anno target 2050, suggeriscono che il sistema si potrebbe sostenere con importanti capacità di rinnovabili fluttuanti, accompagnate da importanti capacità di accumulo in forma di pompaggi e idrogeno

verde, anche con cicli stagionali (sebbene grandi capacità di accumulo di idrogeno potrebbero necessitare di spazi potenzialmente non disponibili presso le piccole industrie).

All'interno del percorso di decarbonizzazione le simulazioni suggeriscono che il phase-out del carbone nel settore elettrico sull'isola possa essere compensato con lo sviluppo delle rinnovabili e un incremento della capacità di accumulo idroelettrico. Altre opzioni in grado di assicurare l'adeguatezza del sistema possono prevedere l'anticipazione del ricorso all'idrogeno come sistema di accumulo.

Le capacità richieste di rinnovabili fluttuanti e accumulo sarebbero importanti ma coerenti con gli indirizzi di policy nazionali e con gli studi in letteratura. La Sardegna potrebbe dunque rappresentare il contesto ideale per anticipare lo sviluppo della filiera a idrogeno verde, funzionale e sufficiente nel breve periodo e necessaria nel lungo termine. Tale scelta va valutata in considerazione della differenza di costi attuali e futuri dello sviluppo della tecnologia, della differenza di emissioni, dei tempi di realizzazione, della convenienza strategica.

In questo contesto, la compatibilità di un'infrastruttura gas con uno scenario di lungo periodo va valutata su diverse dimensioni: da un punto di vista tecnologico, economico e di politiche e misure. Nel settore elettrico i vantaggi di una rete gas sono marginali per la decarbonizzazione poiché: (i) la generazione a metano fossile potrebbe essere localizzata presso i rigassificatori; (ii) la generazione a biometano non necessiterebbe di una rete di trasmissione; (iii) la generazione con metano sintetico sarebbe meno vantaggiosa energeticamente rispetto all'idrogeno, che a sua volta non richiederebbe una rete. Per il riscaldamento civile la regione presenta condizioni climatiche favorevoli all'installazione di pompe di calore elettriche, ed un efficientamento degli apporti da biomassa, più efficienti di altre soluzioni. L'impiego di biometano, metano di sintesi e idrogeno sarebbero inoltre soluzioni meno preferibili e di maggiore interesse per settori difficilmente decarbonizzabili. La decarbonizzazione del sistema industriale necessita di una soluzione logistica per l'accesso al combustibile, attraverso la localizzazione delle attività produttive in distretti energetici, attraverso un approccio decentrato di produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde o attraverso la creazione di una rete di trasmissione e distribuzione dell'idrogeno. A tale proposito sarebbe importante un migliore lavoro di geolocalizzazione della domanda che possa definire eventuali distretti industriali con reti locali. Per i trasporti pesanti, il metano avrebbe maggiore praticità delle alternative, ma sarà il contesto internazionale a definirne la convenienza economica. Una rete gas non sarà eventualmente l'unica opzione di trasporto possibile del vettore.

Fra gli elementi critici per la compatibilità della metanizzazione con il percorso di decarbonizzazione, vi è un generale rischio di effetto lock-in degli investimenti verso la decarbonizzazione. Il rischio di lock-in non deve essere valutato unicamente in riferimento all'infrastruttura stessa ma anche nei cambiamenti tecnologici che causerebbe nelle diverse filiere di consumo finale, in particolare nell'industria e nel settore civile.

Va notato che le considerazioni a cui giunge questo studio necessitano di approfondimenti e i risultati esposti vanno intesi come indicativi e orientativi. Essi sono utili a dare una rappresentazione generale delle dinamiche che ci si può aspettare per l'evoluzione del sistema energetico regionale date certe ipotesi.

1. Introduzione

Gli obiettivi di policy europei e nazionali prevedono una completa decarbonizzazione del sistema energetico al 2050. La Sardegna rappresenta un contesto particolare nel percorso di decarbonizzazione: isolata geograficamente, con potenziale rinnovabile interessante, non ha oggi accesso ad una rete gas e sarà oggetto del phase-out del carbone. Un elemento importante che si sovrappone alla transizione dell'isola è la possibilità di sviluppo del metano, discusso e promosso in varie forme negli ultimi decenni, introdotto ufficialmente come linea di azione prioritaria nel 2015 con il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) [1], e confluito nel progetto “*Metanizzazione della Sardegna*”, a partire dai piani di sviluppo 2017-2018 di Snam Rete Gas S.p.A e Società Gasdotti Italia S.p.A.

L'interesse per il gas nella regione, originariamente indirizzato allo sviluppo di un'infrastruttura di rete per la fornitura domestica, produttiva, e per autotrazione, si è esteso nel dibattito attuale anche alla necessità di mantenere l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico a fronte del phase-out del carbone - previsto dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) nel 2017 e confermato dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) di inizio anno. Gli impianti a carbone di Fiume Santo e Sulcis risultano infatti essenziali ad oggi per la sicurezza del sistema elettrico e andranno sostituiti da una soluzione dispacciabile alternativa.

Il progetto *Metanizzazione della Sardegna*, già sottoposto con i piani di sviluppo alla valutazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), è divenuto oggetto di maggiore attenzione con la delibera 335/2019/R/GAS, del 30 luglio 2019, “*Valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e revisione del termine per la presentazione dei piani relativi al 2019*” [2], che in sintesi: (i) richiede ai proponenti una nuova analisi costi benefici e un documento di definizione degli scenari energetici di riferimento; (ii) avvia uno studio indipendente, con la collaborazione di RSE S.p.A per la valutazione delle opzioni disponibili; (iii) rimanda il termine per la presentazione dei piani di sviluppo 2019 al 31 dicembre 2019.

In linea con le criticità espresse dalla delibera, e in attesa della pubblicazione dei relativi documenti², il presente lavoro intende identificare le opzioni tecnologiche e le questioni fondamentali che si legano al percorso di decarbonizzazione nazionale e dell'isola e vuole analizzare la possibilità di anticipare tale percorso. Per raggiungere questo obiettivo, lo studio parte dalla comprensione del contesto energetico attuale dell'isola (capitolo 2), per proseguire con una discussione circa le possibili opzioni tecnologiche disponibili per la decarbonizzazione della stessa (capitolo 3) e si serve di una modellizzazione del sistema energetico nel medio e lungo termine per valutare la solidità delle opzioni (capitolo 4). Le conclusioni dello studio sono riportate nel capitolo 5.

² La data di completamento del presente lavoro anticipa la pubblicazione dello studio indipendente di ARERA e RSE e avviene pochi giorni dopo la pubblicazione dei documenti aggiornati delle due società di trasporto del gas interessate, confluite nella joint venture Enura S.p.A [3]. Si rende noto tuttavia, data la ridotta finestra temporale, che lo studio è stato costruito sui dati del piano di sviluppo 2017-2018 di Snam [4][4], sebbene con differenze marginali. Il lavoro fa riferimento inoltre ad altri documenti disponibili quali il piano di sviluppo 2019 di Terna [5][3], nonché gli scenari delineati congiuntamente da Snam e Terna [6] in accordo con le deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, in maniera analoga a quanto avviene a livello europeo.

2. Contesto energetico attuale

Il presente capitolo descrive il contesto energetico attuale dell'isola quantificando la domanda di energia nei vari settori e descrivendo il mix tecnologico che soddisfa tale domanda, fornendo una localizzazione geografica laddove possibile. Il capitolo si focalizza sul settore civile (paragrafo 1), sull'industria (paragrafo 2.2) e sulla generazione elettrica (paragrafo 2.3).

Una fonte comune a tutti i settori e utile a dare un'immagine generale è fornita dal Bilancio Energetico Regionale più recente disponibile (2013), contenuto nel PEARS [1], e mostrato in Figura 1. Risultano utili per un bilancio più aggiornato anche i dati di consumi provinciali al 2018 di prodotti petroliferi resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico [7], riportati in Tabella 1, Tabella 2 e Tabella 3, con un'indicazione dell'incidenza della Sardegna sui valori nazionali.

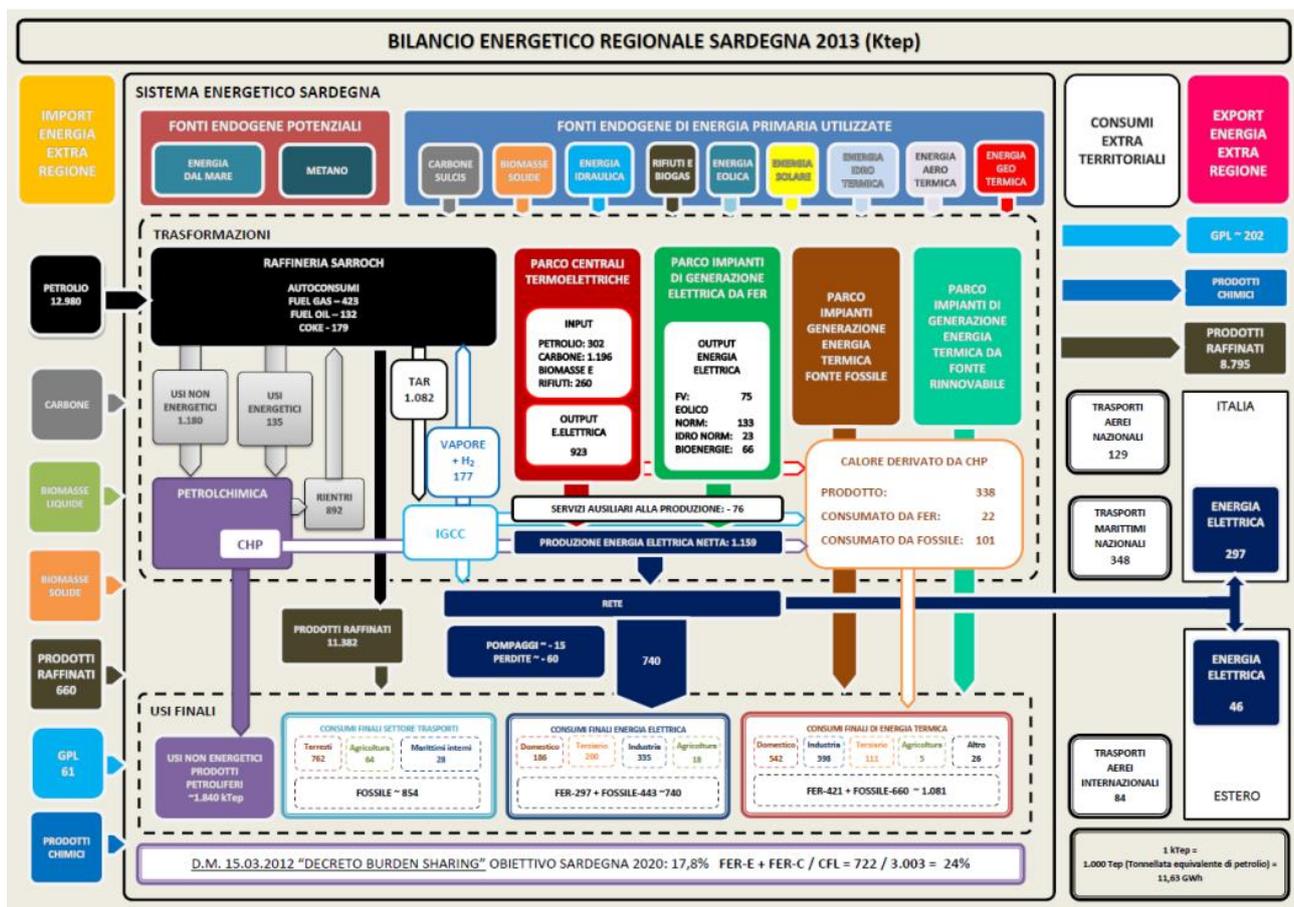


Figura 1 – Bilancio energetico Regionale del 2013. Fonte PEARS 2015 [1]



Tabella 1 – Consumi provinciali di GPL e lubrificanti. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico [7]

Provincia		G.P.L.		GPL	GPL Combustione		Lubrificanti	
Codice	Nome	Totale	Autotraz.	Autotrazione Rete	Bombole	Serbatoi	Totale	Rete
CA	CAGLIARI	58402	6019	3543	23635	8322	5185	24
CI	CARBONIA-IGLESIAS	0	0	0	0	0	4	0
VS	MEDIO CAMPIDANO	0	0	0	0	0	1	0
NU	NUORO	19475	1198	408	4835	3757	207	13
OG	OGLIASTRA	170	0	0	0	0	2	0
OT	OLBIA-TEMPIO	0	0	0	0	0	8	0
OR	ORISTANO	13080	1869	625	3315	3198	327	5
SS	SASSARI	34422	5256	2195	11016	11613	779	16
SU	SUD SARDEGNA	25961	871	871	7987	16453	146	7
Rapporto Sardegna/Italia		4.6%	0.9%	1.0%	16.5%	5.7%	1.7%	2.8%

Tabella 2 - Consumi provinciali di gasolio. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico [7]

Provincia		Gasolio motori			Gasolio altri usi		
Codice	Nome	Totale	Rete ordinaria	Extra rete	Gasolio riscaldamento	Gasolio uso termoelettrico	Gasolio uso agricolo
CA	CAGLIARI	212'597	157'650	54'947	19'691	4'497	10'586
CI	CARBONIA-IGLESIAS	0	0	0	0	0	0
VS	MEDIO CAMPIDANO	0	0	0	0	0	0
NU	NUORO	85'425	72'691	12'734	12'794	636	9'922
OG	OGLIASTRA	0	0	0	0	0	0
OT	OLBIA-TEMPIO	0	0	0	0	0	0
OR	ORISTANO	66'386	51'194	15'192	8'993	102	13'216
SS	SASSARI	229'656	124'278	105'378	47'955	1'040	21'314
SU	SUD SARDEGNA	51'239	47'944	0	10'566	0	8'026
Rapporto Sardegna/Italia		2.7%	3.8%	1.7%	10.0%	24.0%	3.0%

Tabella 3 - Consumi provinciali di benzina e olio combustibile. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico [7]

Provincia		Benzina				Olio combustibile	
Codice	Nome	Totale	Rete		Extra Rete	Totale	Olio Comb. BTZ
			Ordinaria	Autostrad.			
CA	CAGLIARI	81'583	73'502	0	8'081	27'646	27'646
CI	CARBONIA-IGLESIAS	0	0	0	0	0	0
VS	MEDIO CAMPIDANO	0	0	0	0	0	0
NU	NUORO	31'855	28'451	0	3'404	2'183	2'183
OG	OGLIASTRA	0	0	0	0	0	0
OT	OLBIA-TEMPIO	0	0	0	0	0	0
OR	ORISTANO	19'577	15'394	0	4'183	7'404	7'404
SS	SASSARI	73'022	59'868	0	13'154	11'190	11'190
SU	SUD SARDEGNA	17'997	17'975	0	0	11'275	11'275
Rapporto Sardegna/Italia		3.1%	3.8%	0.0%	1.4%	7.2%	13.3%

2.1. Settore civile

Nel 2013, secondo il bilancio energetico regionale, la domanda di energia termica³ del settore civile era rispettivamente pari a 6.3 TWh e 1.3 TWh, per residenziale e terziario. Il censimento ISTAT 2011 della popolazione e delle abitazioni [8] fornisce informazioni utili per sezione censuaria permettendo di ricreare la distribuzione spaziale della domanda e della tipologia di fornitura. A partire dalle superfici calpestabili riportate nel censimento e con la conoscenza della distribuzione geografica delle temperature medie (Figura 2, [9, 10]), è possibile ricostruire la distribuzione spaziale della domanda di riscaldamento nel residenziale, mostrata in Figura 3-a. A partire invece dai valori stimati dal progetto Hotmaps [11], è possibile invece mostrare la distribuzione per il terziario, (Figura 3-b). Risulta interessante notare che la bassa densità abitativa della regione risulta in una generale bassa densità di domanda degli usi termici, sia per il residenziale che per il terziario, sebbene verosimilmente quest'ultimo veda per il comparto turistico una concentrazione sulle coste.

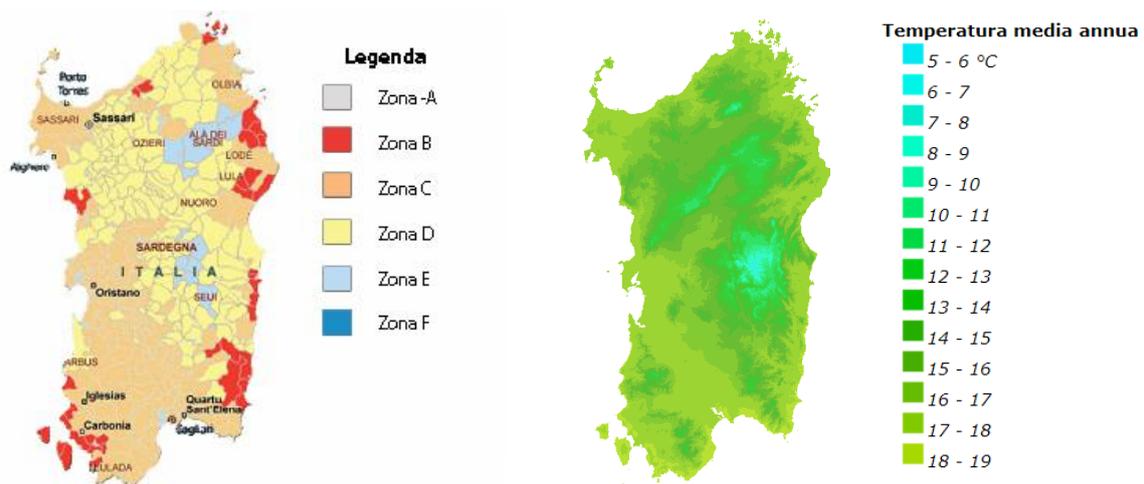


Figura 2 – Distribuzione spaziale delle zone climatiche [9] e della temperatura media annua [10]

³ Si fa riferimento esclusivamente agli usi termici perché direttamente interessati dalla metanizzazione.

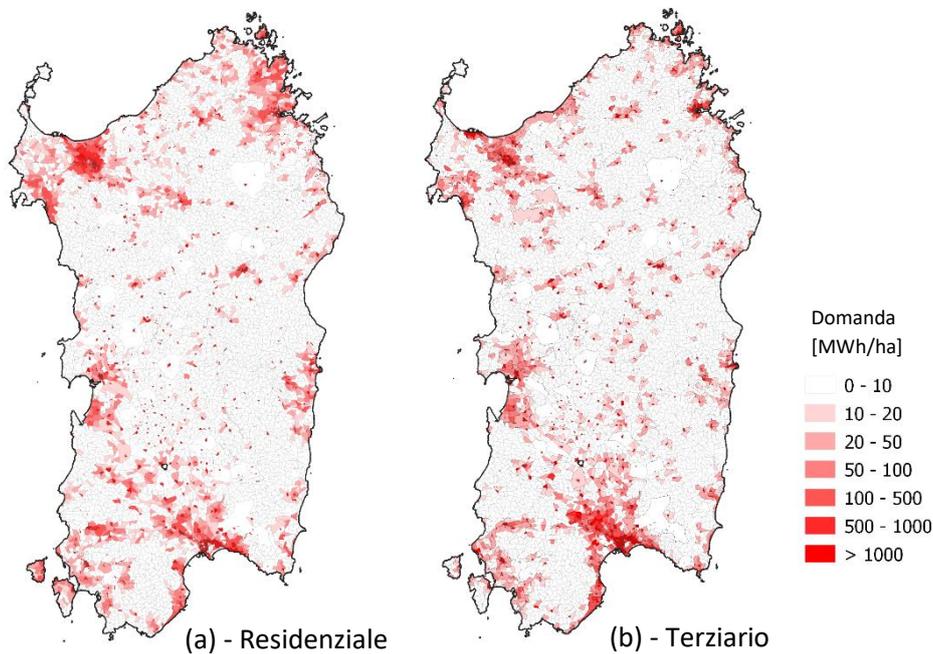


Figura 3 – Distribuzione spaziale della domanda di riscaldamento nel settore residenziale e terziario

Il grafico di Figura 4, che si basa sui dati del censimento Istat, mostra invece la distribuzione degli impianti residenziali per tipo di combustibile o energia di alimentazione, pesata sulla consistenza delle superfici calpestabili. Se è vero che non si rileva un'importante prevalenza di un certo tipo di impianto rispetto ad un altro, va notata la rilevanza degli impianti su base elettrica, segno che l'elettrificazione del servizio di riscaldamento presentava già un'importante penetrazione nel 2011, e degli impianti a biomassa, verosimilmente relativi a zone rurali.

La Figura 5 mostra i consumi finali di energia termica negli impianti di riscaldamento per fonte, includendo sia i consumi per il riscaldamento degli ambienti che i consumi per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS). Le fonti fossili rappresentano il 31% dei consumi nel settore residenziale e il 39% nel terziario. Per quanto riguarda le pompe di calore (a compressione di vapore), i consumi si riferiscono al calore utile fornito, di cui la parte rinnovabile aerotermica è pari al 62% ipotizzando un SCOP (coefficiente di prestazione medio stagionale) prudenziale pari a 2,6.

Confrontando la distribuzione degli impianti in Figura 4 con quella dei consumi nel settore residenziale in Figura 5, si nota che le pompe di calore elettriche sono presenti nel 30% delle abitazioni, ma forniscono solo l'11% dell'energia termica. Ciò è verosimilmente dovuto al fatto che non tutte le pompe di calore funzionano da impianto primario di riscaldamento, essendo queste usate principalmente ai fini della climatizzazione nella stagione estiva.

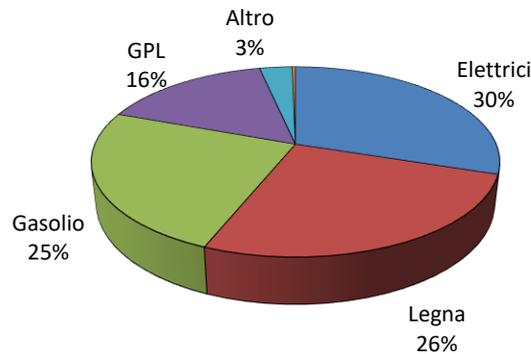


Figura 4 – Impianti di riscaldamento nel settore residenziale per tipo di combustibile o energia di alimentazione. Elaborazioni da censimento ISTAT 2011

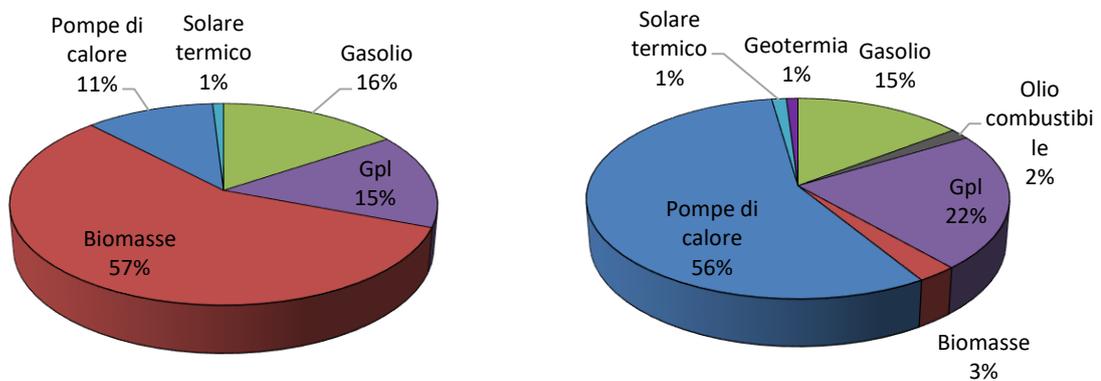


Figura 5 – Consumi finali di energia termica negli impianti di riscaldamento per fonte nel settore residenziale (a sinistra) e nel settore terziario (a destra). I consumi si riferiscono sia al riscaldamento degli ambienti, sia alla produzione di ACS. Elaborazione su dati Assessorato dell'Industria di Regione Sardegna [12].

2.2. Industria

La Figura 6 mostra il trend dei consumi finali di energia elettrica e termica nell'industria. I consumi termici includono i combustibili e il calore derivato da impianti di cogenerazione (CHP). Si specifica che dal settore "industria" sono escluse le raffinerie poiché queste afferiscono al settore delle trasformazioni.

I consumi di energia elettrica sono forniti annualmente da TERNA. I consumi termici, invece, si possono reperire nei bilanci energetici semplificati delle regioni che ENEA ha messo a disposizione. Tuttavia, in questo caso, l'ultimo anno disponibile è il 2008 [13]. Benché non siano disponibili dati ufficiali a partire dal 2009, nell'ambito dei lavori preparatori alla definizione del PEAR, è stata condotta un'analisi specifica che ha permesso di stimare i consumi di energia termica nel 2013 (anno base del piano), pari a circa 400 ktep [12].

A partire dalla crisi del 2008-2009, è evidente un calo progressivo dei consumi totali del settore industriale: fra il 2008 e il 2013, i consumi elettrici sono calati del 56% e quelli termici del 25%. I consumi elettrici sono calati di un ulteriore 13% fra il 2013 e il 2018.

Per quanto riguarda i consumi termici, il rallentamento della produzione ha portato ad una diminuzione in particolare dei prodotti petroliferi utilizzati per produrre calore e/o vapore di processo.

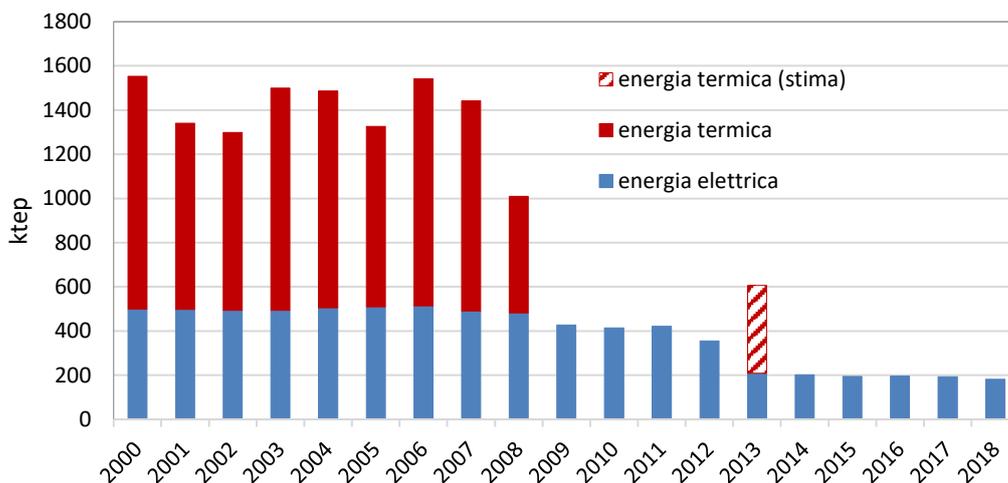


Figura 6 - Consumi finali di energia elettrica e termica nell'industria in Sardegna. I consumi di energia termica per gli anni 2009-2012 e 2014-2018 non sono disponibili. Fonte: dati TERNA per l'energia elettrica; dati di Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato Industria per l'energia termica [12].

Nel 2013, il consumo dei prodotti petroliferi nell'industria (olio combustibile, gasolio, GPL, fuel gas) è pari a 235 ktep per gli usi diretti. Il 25% dei consumi finali di energia termica, però, è rappresentato da calore derivato da centrali cogenerative (CHP). Come si può osservare nella figura seguente, la quasi totalità dei cogeneratori che forniscono il calore all'industria si basa sull'uso di prodotti petroliferi. I consumi dei CHP devono quindi essere allocati in parte alla domanda termica industriale, e in parte alla generazione elettrica. È così possibile stimare un ulteriore consumo indiretto per gli usi termici industriali pari a 96 ktep di prodotti petroliferi (olio combustibile, fuel gas).

I combustibili solidi (coke, biomasse) sono utilizzati soprattutto nel settore della metallurgia e, in minima parte, nel settore della lavorazione dei minerali non metalliferi (cemento e materiali da costruzione).

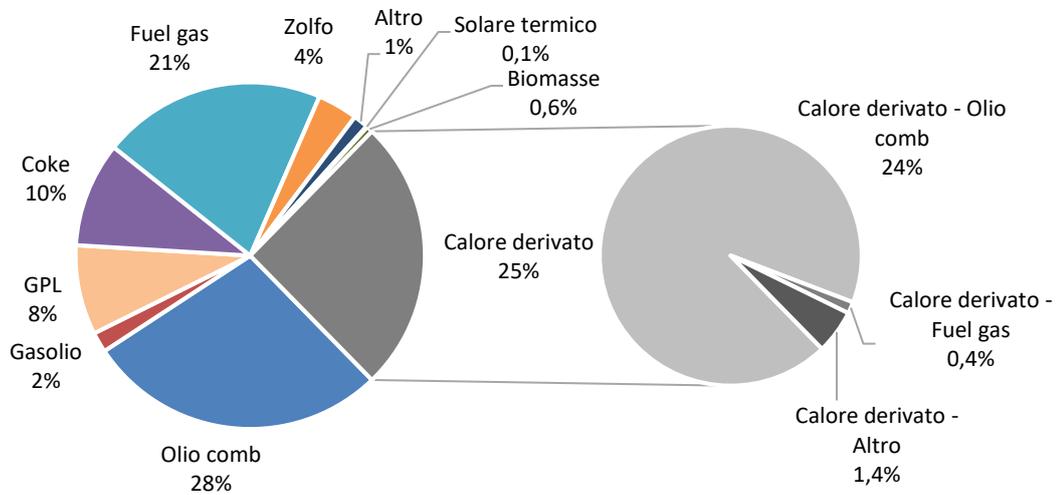


Figura 7 - Consumi finali di energia termica per fonte nel settore industriale. Anno 2013. Fonte: elaborazione su dati Assessorato Industria Regione Sardegna [12].

Le seguenti figure mostrano i consumi energetici associati ai diversi sottosettori industriali. La metallurgia e la chimica e petrolchimica sono i settori più energivori.

Fra i consumi elettrici, dopo il 2008 si nota un drastico calo nel settore della metallurgia dovuto principalmente alla crisi e alla successiva chiusura totale degli impianti di produzione di alluminio primario. Per quanto riguarda i consumi termici per settore, gli ultimi dati disponibili sono forniti da ENEA per l'anno 2008.

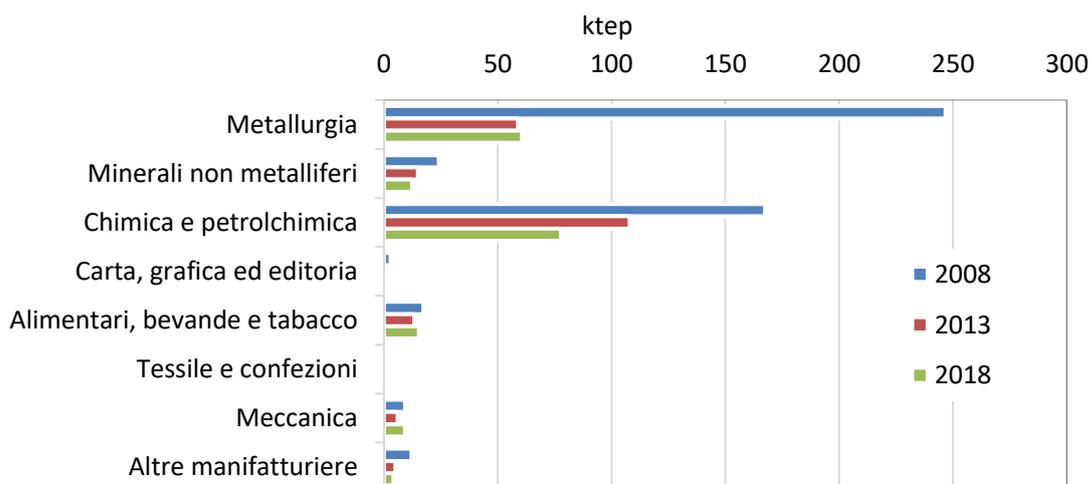


Figura 8 - Consumi finali di energia elettrica per settore industriale negli anni 2008, 2013 e 2018. Fonte: elaborazione su dati Terna [14].

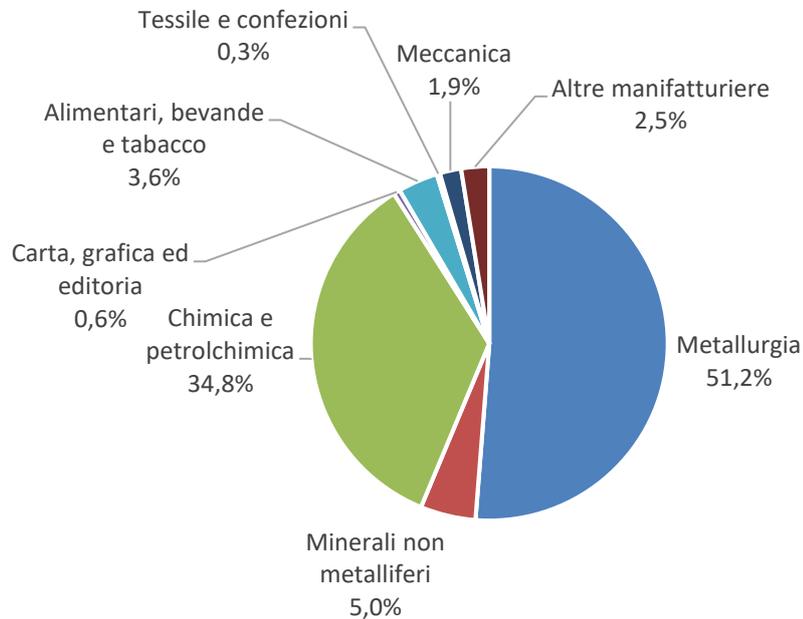


Figura 9 - Consumi finali di energia termica per settore industriale. Anno 2008. Fonte: elaborazione su dati ENEA [13]

In Tabella 4 sono riportati i consumi elettrici con una maggior disaggregazione settoriale. La metallurgia è dettagliata in produzione e lavorazione di metalli ferrosi (siderurgia) e, molto più rilevante, produzione e lavorazione di metalli non ferrosi. Quest'ultima, da sola, ha visto i consumi crollare del 76% fra il 2008 e il 2013. Solo i consumi dell'industria meccanica e dell'insieme delle "altre industrie manifatturiere" sono tornati ai livelli pre-crisi. Anche l'industria alimentare ha mostrato una ripresa dopo il 2013.

Tabella 4 -Consumi elettrici dell'industria in Sardegna (GWh). Fonte: Terna [14].

Settore TERNA	Dettaglio TERNA	2008	2013	2018
Metallurgia	Siderurgica	2.3	1.3	1
	Metalli non ferrosi	2866.5	684.3	703.9
Chimica		1947	1244.4	893.4
Materiali da costruzione	Estrazioni da cava	51.3	34.2	24.4
	Ceramiche	30.2	25.4	16.3
	Cemento	148.6	69.6	70.8
	Laterizi	26.6	10	6.7
	Manufatti in cemento	25.9	15.7	10.7
	Altri minerali non metalliferi	49.6	19.5	15.5
Carta	Carta e cartotecnica	17.4	9.3	7.9
	Altre cartarie	16.1	10.9	11.1
Alimentare		202.6	156.6	179.4
Tessile, abbigliamento e calzature		16	4.6	3.6
Meccaniche		86.9	70.9	108.6
Mezzi di trasporto		21.5	14.1	12
Lavorazione plastica e gomma		39.7	12	12.2
Legno e mobilio		44.7	30.7	28.9
Altre manifatturiere		6.2	14.6	8.5
Costruzioni		59.4	37.9	31
Totale		5659	2466	2146

Ai fini dell'analisi proposta in questo documento risulta di interesse comprendere la distribuzione spaziale delle produzioni industriali. L'identificazione di aree ad alta densità di consumo risulta importante soprattutto per valutare la possibilità di sviluppo di reti locali di vettori energetici di sintesi quali l'idrogeno, come alternativa ad una rete con distribuzione regionale. È possibile ottenere informazioni circa la localizzazione spaziale servendosi del censimento dell'industria e servizi di Istat [8], il quale fornisce il numero di addetti per codice ATECO per sezione censuaria. Le immagini di Figura 10 ne mostrano un'elaborazione che raggruppa il numero di addetti secondo gruppi di diverso interesse per la metanizzazione, delineati per mezzo delle considerazioni precedenti e in funzione dei consumi: alto (minerali non metalliferi, chimica e petrolchimica), medio (metallurgia, alimentari, bevande e tabacco) o basso (altro). Come si può notare dalla figura, l'utilizzo dei codici ATECO non evidenzia una concentrazione spaziale importante della domanda in determinate aree.

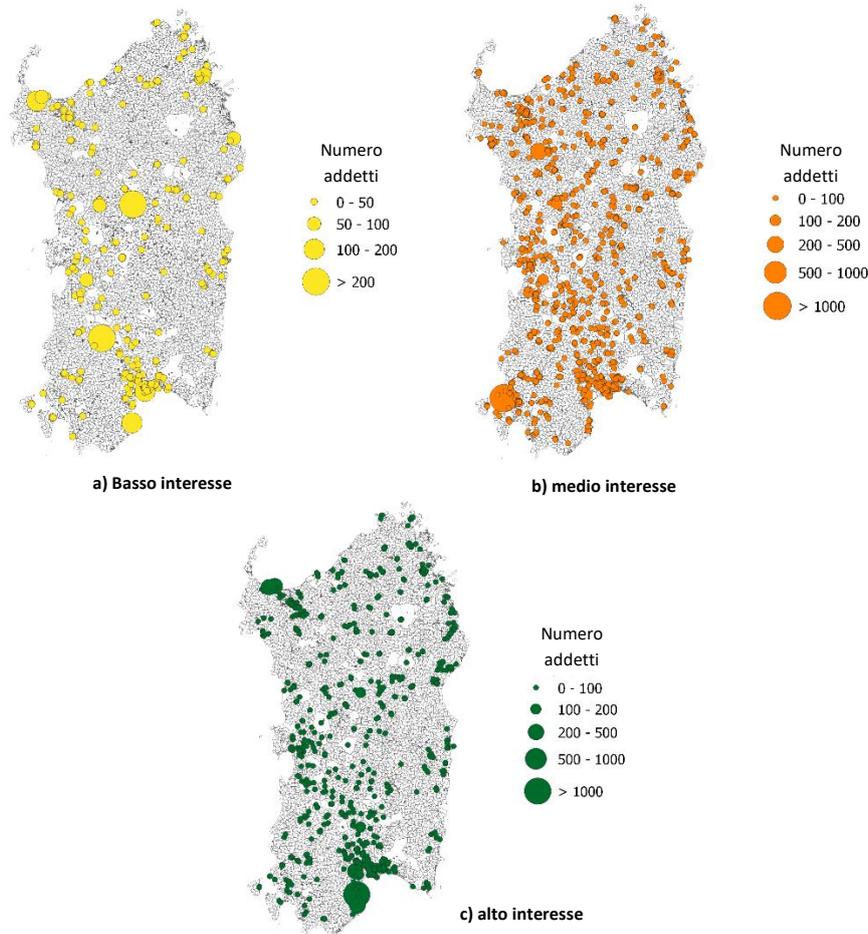


Figura 10 – Geolocalizzazione delle attività con codice ATECO ritenuti rilevanti o potenzialmente interessati dalla metanizzazione (dimensioni dei cerchi in funzione del numero di addetti). Elaborazione grafica su dati ISTAT [8], anno 2011.

Ulteriori elaborazioni, a partire dai dati di emissioni contenuti nel database dell'Emission Trading System [15], permettono invece di localizzare e stimare con un errore più o meno contenuto i consumi di combustibili petroliferi (di interesse per la metanizzazione) di alcuni punti di emissione di CO₂ del tessuto industriale, che rappresentano insieme circa il 50% dei 400 ktep stimati complessivamente per il settore nell'anno 2013. In particolare, come mostrato in Figura 11, tale domanda si trova concentrata in 9 comuni, alcuni dei quali situati anche lontano dalla costa.

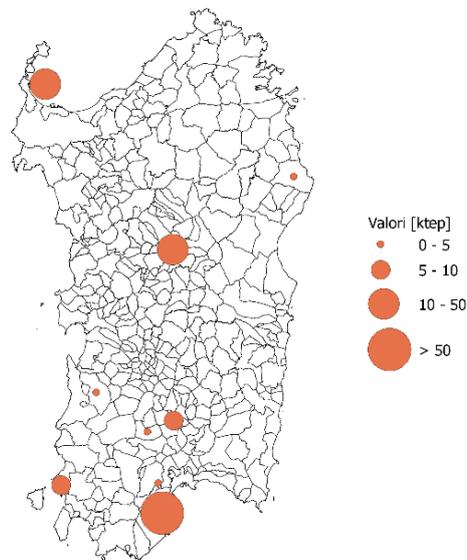


Figura 11 – identificazione di aree ad alta densità di consumo di combustibili petroliferi di interesse per la metanizzazione. I nove punti identificati corrispondono a circa il 50% della domanda industriale. Fonte: elaborazioni su dati ETS [15].

2.3. Generazione elettrica

Il comparto della generazione elettrica sardo, specialmente se confrontato con il resto del sistema elettrico nazionale rappresenta un contesto particolare, caratterizzato da poche unità di grandi dimensioni, spesso asservite ad impianti industriali con profili poco flessibili, e con circostanze spesso critiche per la sicurezza del sistema. Dai primi anni 2000, e soprattutto negli ultimi 10 anni circa, a seguito della penetrazione di eolico e fotovoltaico, la Regione è diventata esportatrice netta di energia elettrica (Figura 12, Terna [16]). Come mostrato in Figura 13, la domanda è guidata dal settore civile e vede una componente industriale comunque più grande dei settori terziario e residenziale visti singolarmente. In particolare, il comparto industriale è importante nelle province di Cagliari e Sud Sardegna.

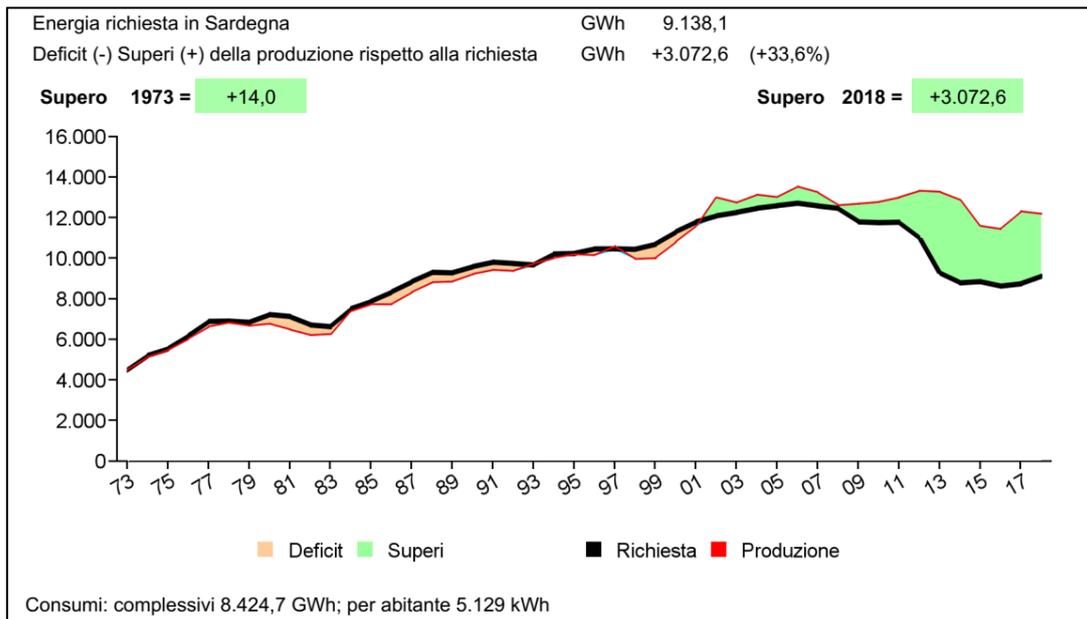


Figura 12 – Andamento dei valori annuali di richiesta e produzione elettrica in Sardegna. Fonte: Terna [16].

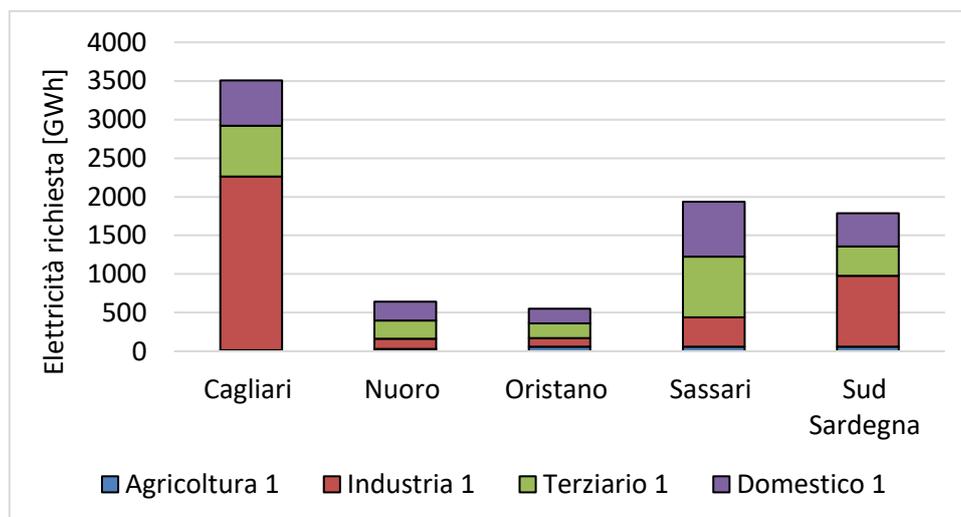


Figura 13 – Consumi elettrici per categoria di utilizzatori e provincia. Fonte: elaborazione su dati Terna [16].

La capacità installata di generazione è mostrata in Figura 14. Il grafico mostra le capacità per tipologia di fonte in ordine decrescente e mostra i contributi dei diversi impianti di produzione per ogni fonte (ogni cambiamento di colore si riferisce ad un'unità differente). Sono indicati inoltre i nomi degli impianti più importanti. Va notato che le capacità complessive di fotovoltaico ed eolico (pari rispettivamente a 787 MW e 1054 MW a fine 2018 secondo Terna [17]) è sottostimata nel grafico poiché questo esclude i piccoli impianti. Escluse queste due fonti rinnovabili fluttuanti, il grafico di Figura 14 mostra la rilevanza del carbone, con due grandi impianti, l'impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) della Sarlux,

connesso alla raffineria di Sarroch⁴, un unico impianto di pompaggio e una potenza complessiva non trascurabile di impianti a olio combustibile, in parte cogenerativi e connessi ad utilizzi industriali.

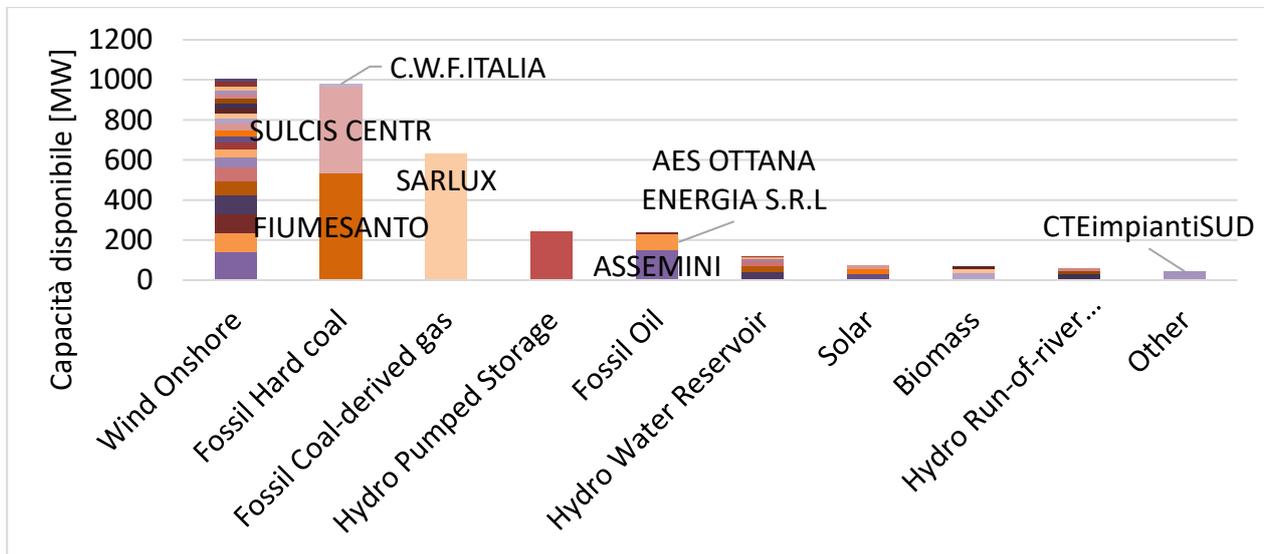


Figura 14 – Capacità installata disponibile degli Impianti di generazione nel 2019. Fonte: ENTSO-E [18]

In Figura 15 è possibile vedere l'utilizzo effettivo di tali capacità installate nel 2019, con una forte prevalenza del carbone (36% della generazione), dell'impianto IGCC (33%) e dell'eolico (16%) nel mix annuale di energia generata.

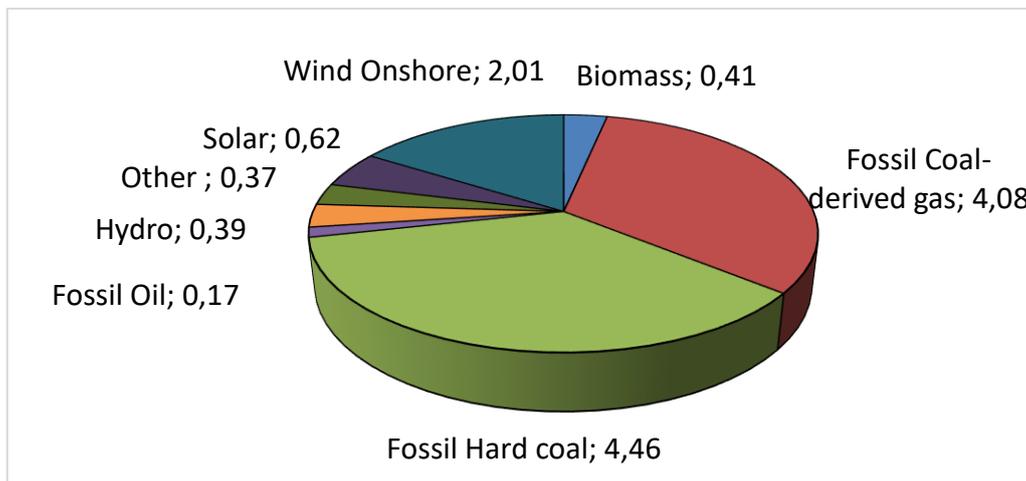


Figura 15 – Elettricità generata nell'anno 2019 per tipologia di fonte [valori in TWh]. Fonte: elaborazione su dati ENTSO-E [18]

⁴ L'impianto è indicato da ENTSO-E come funzionante a gas derivato da carbone. Risulta tuttavia che l'impianto converte in generale i prodotti pesanti della raffineria, producendo idrogeno e vapore, necessari per la raffineria stessa.

Il grafico di Figura 16 fornisce invece un'idea pratica di come le capacità installate siano sfruttate, attraverso il profilo orario del mix di generazione, del carico, dei pompaggi, dell'import e dell'export. A parte la ciclica presenza riconoscibile del fotovoltaico e la presenza importante dell'eolico, la figura mostra il pressochè costante contributo del carbone e le piccole variazioni dell'impianto IGCC.

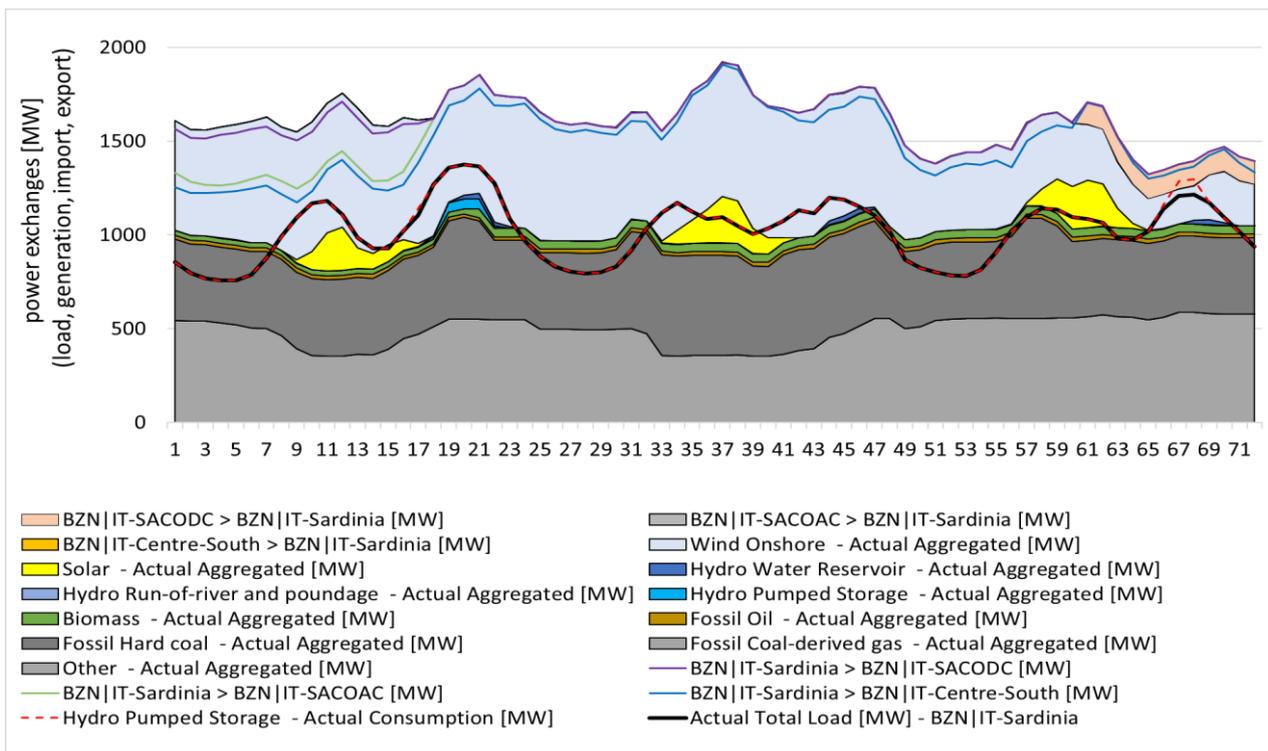


Figura 16 - Estratto di tre giorni consecutivi (anno 2019) circa il mix orario di generazione, il carico, i pompaggi, l'import e l'export. Fonte: elaborazione su dati ENTSO-E [18]

Sono ad oggi due le interconnessioni tra la zona di mercato della Sardegna e il resto del sistema elettrico nazionale, entrambe per mezzo di cavi in corrente continua: una con la zona Centro Sud e una con la zona Centro Nord mentre è programmata in corrispondenza del phase-out del carbone la realizzazione di un'ulteriore connessione in corrente continua verso Sicilia e Centro Sud. Dal profilo orario annuale, così come nel grafico di Figura 16, è possibile riconoscere diversi momenti di export (di fatto tutte le 72 ore nel grafico) e di import (ultime 12 ore nel grafico). Dall'analisi dei profili, risultano essere molte le ore in cui import ed export si verificano contemporaneamente, segno che le interconnessioni esistenti sono spesso usate come ulteriore via di fuga tra la zona Centro Sud e Centro Nord.

I documenti di policy nazionale, in particolare SEN (Strategia Energetica Nazionale) e PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima), avranno un'influenza sul sistema elettrico della Sardegna per quattro aspetti: (i) richiedono il phase-out del carbone; (ii) richiedono una maggiore penetrazione di rinnovabili (per cui la Sardegna presenta un buon potenziale); (iii) richiedono una maggiore capacità installata di impianti di pompaggio (per cui la Sardegna presenta un buon potenziale) per far fronte alla maggiore penetrazione di

rinnovabili fluttuanti anche a livello nazionale e (iv) richiedono maggiori capacità di interconnessione fra le diverse zone di mercato per far fronte alle stesse fluttuanti. Il phase-out del carbone si inserisce in un contesto già di per sé critico per la sicurezza della rete, per il quale si rendono necessari interventi quali l'installazione di compensatori sincroni e il citato collegamento con Sicilia e Centro Sud, nonché capacità dispacciabile aggiuntiva (quest'ultimo punto critico per la questione metanizzazione, come anticipato nell'introduzione e come discusso nei prossimi capitoli).

3. Possibili opzioni di decarbonizzazione per il sistema energetico sardo

Obiettivo di questo capitolo è (i) evidenziare dinamiche di sistema che si prospettano in generale per il raggiungimento della decarbonizzazione e (ii) proporre una discussione circa le opzioni disponibili a livello nazionale e regionale e la loro compatibilità con la metanizzazione. Non si vogliono definire a priori un indirizzo o delle scelte tecnologiche ma piuttosto segnalare determinati elementi tecnici, anche per meglio poter contestualizzare l'analisi del sistema energetico proposta nel capitolo successivo (capitolo 4). Dopo una premessa iniziale, il capitolo si divide in quattro sezioni, ognuna focalizzata su un diverso settore.

3.1. Premessa

Il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico, in Italia come nel resto d'Europa, affronterà verosimilmente due momenti distinti: (i) una prima fase di intensificazione della riduzione delle emissioni attraverso le soluzioni tecnologiche già oggi considerate (eolico, fotovoltaico, pompe di calore, veicoli elettrici, ecc.) ma con una penetrazione più forte e (ii) una seconda fase, di definitivo raggiungimento della decarbonizzazione, in cui il sistema richiederà tecnologie e vettori diversi per soluzioni aggiuntive (opzioni oggi ad uno stadio non maturo di sviluppo o commercializzazione). Questa seconda fase è dettata da due dinamiche: (i) un'alta capacità di generazione da fonti rinnovabili fluttuanti richiederà di mitigare lo sfasamento tra produzione e domanda di energia (tendenzialmente elettrica) su base oraria e stagionale; inoltre, (ii) alcuni processi industriali e il trasporto pesante saranno difficilmente elettrificabili.

Fra i vettori energetici alternativi che abiliteranno questa seconda fase, vi saranno l'idrogeno verde e i combustibili sintetici (metano, metanolo e altri combustibili liquidi) che si possono derivare attraverso la combinazione dell'idrogeno con il carbonio. Questi vettori si potranno riconvertire poi in energia elettrica oppure utilizzare direttamente in altri settori, localmente o tramite una rete di trasporto (via pipeline o camion-cisterna). Sia l'idrogeno che il carbonio dovranno avere impatto neutro rispetto alle emissioni di CO₂: il primo potrà essere originato da elettrolisi abbinata a produzione elettrica rinnovabile, o da gassificazione di biomassa; il secondo dall'upgrade del biogas, dalla combustione/gassificazione di biomasse con cattura della CO₂ o tramite cattura della CO₂ dall'aria (CCU: carbon-capture-and-use). Il fabbisogno di carbonio di origine neutra si potrà accompagnare al rischio che i vari settori del sistema entrino in competizione per l'utilizzo di biomassa.



Al fine di raggiungere la neutralità carbonica, sarà necessario rimuovere attivamente il carbonio dall'atmosfera per compensare i gas serra che continueranno ad essere emessi dalle attività non legate all'uso dell'energia (principalmente CH₄ e N₂O da agricoltura, oltre a CO₂ da processi industriali). Il settore allevamento e agricoltura e le attività cosiddette LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry) acquisteranno quindi importanza sia per il ruolo chiave nel definire la disponibilità di biomassa - di scarto o meno - utilizzabile dal settore energetico, sia come fonti di emissione non energetiche che dovranno essere compensate ricorrendo a emissioni cosiddette "negative". Per ottenere emissioni negative, le opzioni ad oggi possibili e già dimostrate sono l'afforestazione e la riforestazione, l'utilizzo di biomasse con cattura e stoccaggio della CO₂, la cattura diretta di CO₂ dall'aria con successivo stoccaggio, e l'incremento dello stoccaggio di carbonio nei suoli (a patto di garantirne la permanenza nel tempo)⁵.

Va notato in questa premessa che il potenziale di stoccaggio geologico in Sardegna risulta incerto; secondo le prime stime di RSE [19] limitato a 14-16 milioni di tonnellate, localizzato nell'area del Sulcis (Figura 17)⁶.

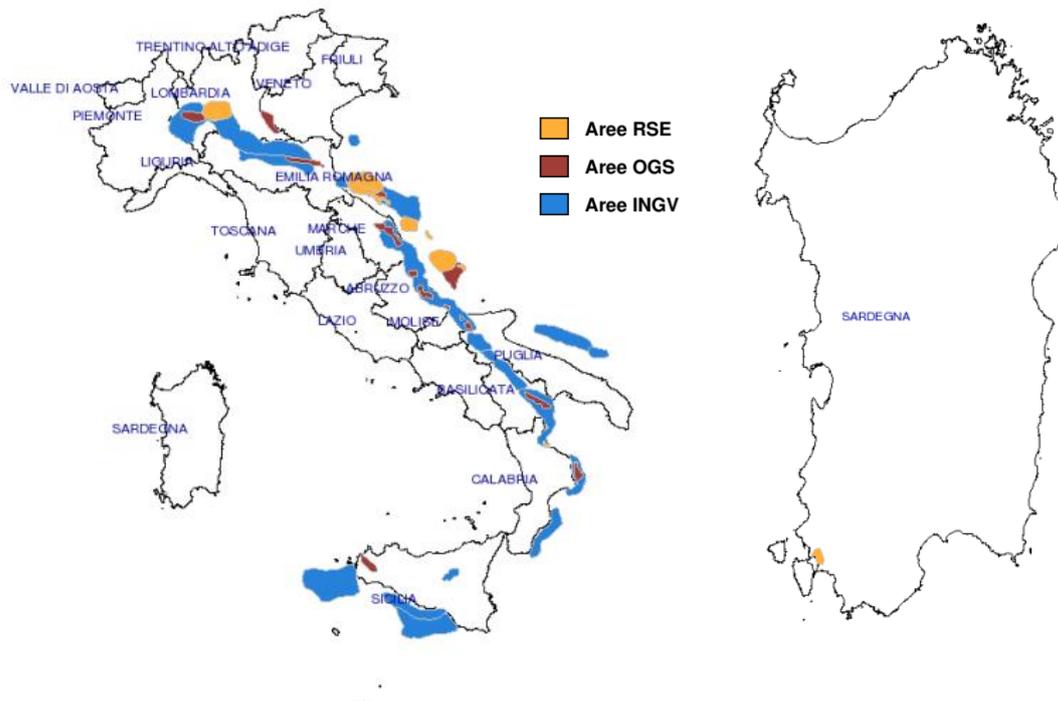


Figura 17 – Potenziali siti di stoccaggio della CO₂ in Italia con focus sulla Sardegna. Fonte: GEOWebGIS di RSE [19]

⁵Altre tecniche sono in una fase iniziale di studio, ma ci sono ancora molti punti critici e gap di conoscenza da risolvere (es. fertilizzazione o alcalinizzazione degli oceani) e sollevano talvolta questioni etiche e politiche da affrontare (es. tecniche di georingegneria del clima).

⁶La caratterizzazione del potenziale sito di stoccaggio geologico del Sulcis è preliminare e incompleta. Il potenziale indicato si riferisce al solo acquifero salino presente nella formazione del Miliolitic e non considera la formazione geologica sovrastante l'acquifero che potrebbe essere considerata un'estensione del potenziale serbatoio. Inoltre, il potenziale indicato non considera la possibilità di stoccaggio della CO₂ all'interno di letti di carbone non coltivabili (CO₂-ECBM, Enhanced Coal Bed Methane). Questa, infatti, è la tecnologia di stoccaggio geologico meno matura.

3.2. Generazione e conversione dell'energia

Il mix di generazione elettrica dovrà essere caratterizzato in tutta Italia da una crescente capacità installata di rinnovabili. Dovrà inoltre far fronte ad una domanda in forte crescita per via dell'elettrificazione di molti servizi (principalmente trasporto e riscaldamento) e dell'aumento di alcuni servizi (es. condizionamento, data centers e telecomunicazioni). Mentre sul suolo nazionale ciò si tradurrà verosimilmente nella crescita soprattutto di fotovoltaico, sul suolo regionale sardo sarà forte anche la presenza di eolico. Un'alta capacità di queste due fonti, altamente fluttuanti su base giornaliera e stagionale, comporterà la necessità di sistemi di accumulo per assecondare momenti di difetto ed eccesso di generazione. Gli impianti di pompaggio, con un potenziale rilevante sul suolo regionale (si vedano Lanati et al. [20] e il Piano di Sviluppo di Terna [5]), potranno ricoprire un servizio fondamentale nel bilanciamento tra generazione fluttuante e domanda, anche oltre i confini territoriali (il PNIEC prevede fino 6 GW di accumulo addizionale al 2030 senza definirne la collocazione spaziale). Anche i sistemi di accumulo chimico (batterie) avranno un ruolo importante sebbene probabilmente più consistente nel favorire l'autoconsumo a livello locale e per sgravare le reti di distribuzione.

Il bilanciamento stagionale tra domanda e offerta dovrà verosimilmente essere richiesto ai nuovi vettori energetici di sintesi, con minori efficienze di conversione ma maggiori capacità di accumulo a parità di costo. Questi vettori si potranno riconvertire poi in energia elettrica oppure utilizzare direttamente in altri settori, localmente o tramite una rete di trasporto.

Ulteriori opzioni di flessibilità per l'integrazione di rinnovabili fluttuanti potranno essere: (i) l'utilizzo di sistemi di demand-side-management, per l'adattamento di determinati carichi elettrici (riscaldamento, refrigerazione, ecc.) alle esigenze del sistema elettrico o ai profili di autoproduzione; (ii) l'utilizzo di biomassa legnosa, biocombustibili e biogas, ammesso che ne sia garantita la sostenibilità di produzione; e infine (iii) l'utilizzo di impianti tradizionali, a fonti fossili, accoppiati a sistemi di cattura e stoccaggio o cattura e utilizzo di CO₂, sebbene con le sopracitate limitazioni applicative in Sardegna;

La realizzazione di un impianto a gas per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico nel breve termine sarebbe compatibile con la decarbonizzazione se pensato per una conversione verso l'idrogeno verde, il biometano (limitato) o il metano sintetico (sebbene, energeticamente parlando, sarebbe meno efficiente produrre metano sintetico, in loco o altrove, che utilizzare idrogeno prodotto in loco). La generazione a idrogeno non necessiterebbe di una rete gas poiché questo potrebbe essere prodotto e stoccato in loco.

3.3. Servizi termici negli edifici

Il settore dei servizi termici negli edifici, siano residenziali o terziario, si caratterizza a livello nazionale per un grande potenziale di decarbonizzazione, per due motivi: (i) possibile riduzione della domanda con azioni di efficientamento (isolamento dell'involucro edilizio ed elementi di mitigazione della domanda di raffrescamento), (ii) possibile generazione e distribuzione di calore attraverso recupero di scarti e uso di

rinnovabili (includendo anche sistemi differenti di distribuzione del calore con basse temperature di esercizio). Se le temperature del contesto sardo rendono gli interventi di riduzione della domanda e il teleriscaldamento poco interessanti, l'elettrificazione del condizionamento invernale e della produzione di acqua calda con pompe di calore, sarà in Sardegna più interessante per le maggiori efficienze dovute alle temperature più miti e si aggiungerà alla maggior diffusione di sistemi di condizionamento estivo così come dei fornelli elettrici. Non andrà tuttavia trascurato l'impatto che queste dinamiche potranno avere sulla domanda elettrica, sulla relativa capacità di generazione richiesta e sulla rete di distribuzione, in particolare nei momenti di picco delle temperature. L'impatto potrà essere mitigato privilegiando, dove possibile, l'installazione di sistemi centralizzati e di sistemi che riducano la sensibilità alle fluttuazioni di temperatura esterna (es. pompe di calore acqua-acqua al posto di sistemi aria-acqua). Un contributo potrà arrivare anche dall'applicazione di sistemi intelligenti di gestione degli impianti, che possano sfruttare le proprietà di inerzia termica degli edifici per adattare i profili di consumo alle disponibilità delle risorse. Sistemi di riscaldamento/raffrescamento intelligenti potranno fornire supporto al sistema elettrico nella gestione delle fluttuazioni di rinnovabili, riducendo al contempo il costo dell'energia elettrica consumata dall'utente finale.

Nei contesti che vedranno la presenza di una rete gas domestica decarbonizzata le pompe di calore e la microgenerazione a gas potranno avere un ruolo nel lungo termine laddove non si preveda la riqualificazione del sistema di distribuzione dell'energia termica, ma con le relative perdite di conversione per la produzione di vettori sintetici. Tali vettori inoltre potrebbero essere utilizzati più efficientemente per gli usi finali difficilmente elettrificabili. L'utilizzo di biomassa, se unito ad un efficientamento degli impianti e uno sfruttamento sostenibile dei boschi, potrà garantire un'alternativa, limitata dalle emissioni di inquinanti locali (condizione meno critica per la Sardegna, dove per altro la biomassa è già una fonte largamente utilizzata) e dalla competizione per la disponibilità di carbonio di origine biogenica.

I sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento si inseriscono come ulteriore soluzione nel settore, sebbene il primo con un vantaggio marginale in Sardegna rispetto al resto d'Italia, avendo in generale una domanda di energia termica minore e bassa densità abitativa; che risulta in livelli di densità di domanda che raramente raggiungono soglie necessarie per la sostenibilità economica. Tali soluzioni permettono di: (i) recuperare calore o freddo di scarto da altri settori, (ii) sfruttare economie di scala per impianti di generazione a maggiore efficienza e minor capacità complessiva rispetto a sistemi individuali, (iii) gestire maggiormente i profili di richiesta in funzione della disponibilità delle risorse e delle esigenze del sistema elettrico, in particolare anche grazie alla possibilità di usufruire di grandi sistemi di accumulo termico, giornaliero o anche stagionale.

A partire dal contesto delineato, nel particolare caso della Sardegna, lo scenario di decarbonizzazione porta a identificare il vettore elettrico quale la soluzione principale per la domanda termica degli edifici considerando le migliori efficienze rispetto a soluzioni che sfruttano altri vettori, con un supporto della biomassa. Da questo punto di vista la Sardegna esprime già una domanda civile indirizzata sul settore elettrico e la biomassa che andrà adeguatamente aggiornata con le nuove tecnologie senza sostituzione del vettore energetico.

3.4. Mobilità di persone e merci

Anche la decarbonizzazione del settore dei trasporti può agire in generale su due fronti: da un lato, è importante ridurre il numero e l'utilizzo dei veicoli circolanti su strada; dall'altro, è necessario cambiare i motori e/o i combustibili ad oggi in uso in tutti i settori del trasporto.

Per quanto riguarda il bisogno di mobilità delle persone, sarà importante favorire lo shift da trasporto privato a trasporto pubblico e dall'auto verso la bicicletta, oltre a soluzioni quali tele-lavoro, car pooling e car sharing. Per quanto riguarda gli spostamenti delle merci, sarà importante favorire lo shift dal trasporto su strada al trasporto su ferro, soluzione tuttavia più complessa in Sardegna, dove la rete ferroviaria è meno sviluppata.

Sul fronte del cambio tecnologico, il settore dei trasporti offre una grande opportunità per quanto riguarda l'elettrificazione dei veicoli leggeri su gomma e per quanto riguarda il trasporto su rotaia, e i filobus. I veicoli elettrici potranno portare, sempre più economicamente, un contributo rinnovabile nel settore se accoppiati a generazione elettrica rinnovabile. Anche in questo caso, non andrà trascurato l'impatto sulla domanda elettrica, sulla relativa capacità di generazione richiesta e sulla rete di distribuzione. Per mitigare tale impatto, attraverso sistemi di smart-charging e vehicle-to-grid i veicoli elettrici potranno farsi portatori di flessibilità andando a ricaricarsi e a rifornire la rete elettrica quando più conveniente per il sistema elettrico.

Il settore incontra una sfida importante per quanto concerne i mezzi pesanti e il traffico aereo e navale, per i quali l'elettrificazione risulta di difficile applicazione. Per questi ultimi, oltre ad un efficientamento della logistica (minori viaggi a vuoto) risulterà verosimilmente necessaria o comunque più pratica una transizione dei combustibili (verso biometano o metano sintetico liquefatto, idrogeno o combustibili sintetici liquidi di sua derivazione). I biocombustibili potranno avere un certo ruolo, sebbene più marginale, se si saprà garantirne la sostenibilità di produzione. L'indirizzo che prenderà la transizione nel mondo del trasporto pesante sarà dipendente da dinamiche e accordi internazionali (dovendo i veicoli rifornirsi in Stati o regioni differenti) che potranno fare la differenza in termini di convenienza economica.

A partire dal contesto delineato, la decarbonizzazione in Sardegna passa attraverso l'elettrificazione dei consumi per il traffico leggero e l'adozione di shift modale oltre a soluzioni di tele-lavoro e trasporto collettivo. Per quanto riguarda il traffico pesante, per cui l'orientamento internazionale non è oggi prevedibile, è utile notare che, qualora si indirizzasse verso il metano (fossile nel medio periodo, bio o sintetico a lungo termine), le dimensioni del territorio permetteranno di ragionare su una soluzione di trasporto con pochi punti di distribuzione interni, riforniti via camion cisterna, e impianti situati sulla costa nei pressi dei grandi porti e riforniti via nave.

3.5. Industria

La decarbonizzazione del settore industriale è un tema critico a livello nazionale e regionale, sia per l'incertezza che riguarda tipologia e volumi di produzione futuri, sia perché la transizione tecnologica richiesta è importante. È la temperatura di processo a determinare il ventaglio di opzioni possibili: su basse temperature si potrà intervenire con solare termico, pompe di calore associate a generazione elettrica rinnovabile e recupero del calore di scarto; su medie e alte temperature sarà possibile una sostituzione dei combustibili fossili attraverso biomassa, sistemi power-to-heat oppure sistemi di power-to-gas e in generale con accoppiamento a sistemi di carbon-capture-and-storage laddove praticabile. Sarà comunque importante agire anche sul miglioramento dell'efficienza di quei processi che convenzionalmente utilizzano il calore o l'energia elettrica.

La decarbonizzazione dell'industria non potrà rivolgersi soltanto agli utilizzi energetici ma necessariamente anche alle materie prime utilizzate nei processi. Gli interventi in questo senso potranno quindi riguardare: (i) la sostituzione di materie prime (per es. sostituzione del petrolio utilizzato come materia prima nell'industria chimica con biomasse e idrogeno come feedstock); (ii) il ricorso a processi industriali differenti (per es. produzione di acciaio primario tramite elettrolisi o idrogeno, senza l'utilizzo del carbone per l'estrazione del ferro); (iii) l'utilizzo di sistemi di carbon-capture-and-storage per evitare l'emissione di CO₂ di processo.

La grande trasformazione necessaria potrà richiedere spazi diversi per la riconfigurazione dei processi e tempi lunghi dettati da una vita utile degli impianti che può andare oltre i tempi richiesti per la completa decarbonizzazione (2050), con il rischio che determinati impianti debbano essere dismessi prima del loro ammortamento. Segnali forti e stabili dalle politiche saranno cruciali per affrontare questi passaggi.

La decarbonizzazione potrà essere anche letta dal settore come opportunità in un'intera economia europea/globale decarbonizzata che richiederà la produzione in massa e veloce di materiali e di componenti necessari per immettere sul mercato diverse tecnologie fondamentali. In tale contesto, le raffinerie potranno trovare spazio riconvertendosi alla produzione di (bio)combustibili sintetici.

A partire dal quadro delineato e dalle opzioni che si prospettano disponibili per la decarbonizzazione dell'industria, nel particolare caso della Sardegna, la limitata disponibilità di informazioni circa i consumi industriali e le prospettive di sviluppo del settore rendono difficile valutare se l'accesso all'idrogeno debba avvenire tramite una rete di distribuzione collegata a pochi impianti centralizzati di produzione ed accumulo oppure attraverso lo sviluppo decentrato di piccoli impianti distribuiti, subordinati però a questioni di sicurezza e disponibilità di spazi. Una conoscenza approfondita e geolocalizzata del tessuto industriale potrà definire l'eventuale possibilità di alimentare distretti industriali attraverso reti locali. Se è vero che la metanizzazione permetterebbe di ridurre le emissioni climalteranti nel breve periodo, poiché sostituirebbe i vettori energetici attuali caratterizzati da maggiori emissioni, una rete gas non sarebbe compatibile con la decarbonizzazione di lungo periodo a meno che non sia pensata per il trasporto di idrogeno, biometano o metano sintetico (quest'ultimo con minore efficienza rispetto all'uso diretto di idrogeno).

4. Simulazione e analisi del sistema energetico nel percorso di decarbonizzazione

Sulla base delle considerazioni qualitative fatte nel capitolo precedente, in questo capitolo è descritta un'analisi quantitativa del sistema energetico dell'isola assumendo uno scenario di completa decarbonizzazione, indicativamente collocabile all'anno 2050. Viene altresì analizzato il sistema (in particolare i bilanci elettrici) in uno scenario di iniziale transizione post phase-out del carbone (prevista dalle policy nazionali al 2025), indicativamente collocabile nel periodo 2025-2030, per analizzare il ruolo di possibili soluzioni compatibili con lo scenario di decarbonizzazione di lungo termine.

Per una comprensione delle dinamiche che potrebbero caratterizzare il sistema energetico in tali scenari, si è proceduto a una simulazione oraria per mezzo di uno strumento modellistico, costruito ad hoc, che viene reso disponibile in forma open-access per semplice utilizzo, ispezione e possibili miglioramenti⁷. Il modello, formulato sulla base del framework open-source oemof [21], si basa su un problema di programmazione lineare in cui viene minimizzato il costo operativo per soddisfare le domande energetiche entro certi vincoli operativi.

4.1. Struttura del sistema energetico di riferimento modellizzato

Il sistema energetico di riferimento considerato dal modello per la simulazione nei due scenari, schematizzato in Figura 18, esclude infrastrutture di trasporto gas e presenta due vettori energetici principali: (i) energia elettrica, per usi convenzionali e per riscaldamento, cottura, mobilità privata e produzione di calore industriale a bassa temperatura e (ii) idrogeno per generazione elettrica, calore industriale ad alta temperatura e per trasporti.

La generazione elettrica è basata sia sull'utilizzo diretto di fonti rinnovabili, sia sullo sfruttamento di idrogeno con produzione dedicata a partire da rinnovabili. Fra la generazione ad utilizzo diretto di rinnovabili si trovano l'idroelettrico fluente, l'idroelettrico con sbarramento e la generazione da biomassa, per le quali si ipotizza di mantenere le capacità attuali. Eolico e fotovoltaico sono invece assunti con capacità maggiori rispetto alle attuali (si veda più avanti il dettaglio, nei capitoli dedicati a ciascuno scenario). La generazione elettrica può appoggiarsi inoltre a impianti di accumulo: (i) a mezzo idrogeno (filiera elettrolisi-accumulo-generazione, sia quest'ultima a macchine o fuel cell), (ii) tramite pompaggi (che includono l'impianto attuale e impianti nuovi) e (iii) tramite sistemi di accumulo elettrochimico distribuito⁸. L'idrogeno per i tre usi (generazione elettrica, industria e trasporti – questi ultimi due presenti solo nello scenario di completa decarbonizzazione, al 2050) può essere prodotto solo da elettrolizzatori dedicati, a cui sono associati sistemi di accumulo. Ipotesi che equivale a considerare individualmente i tre settori e quindi escludere una rete di idrogeno che colleghi i vari produttori e utilizzatori.

⁷ Il codice del modello e i dati utilizzati sono disponibili online al link <http://doi.org/10.5281/zenodo.3840530>.

⁸ Gli attuali impianti elettrochimici centralizzati a servizio della rete, in sperimentazione di Terna, sono considerati di capacità trascurabile ai fini della simulazione.

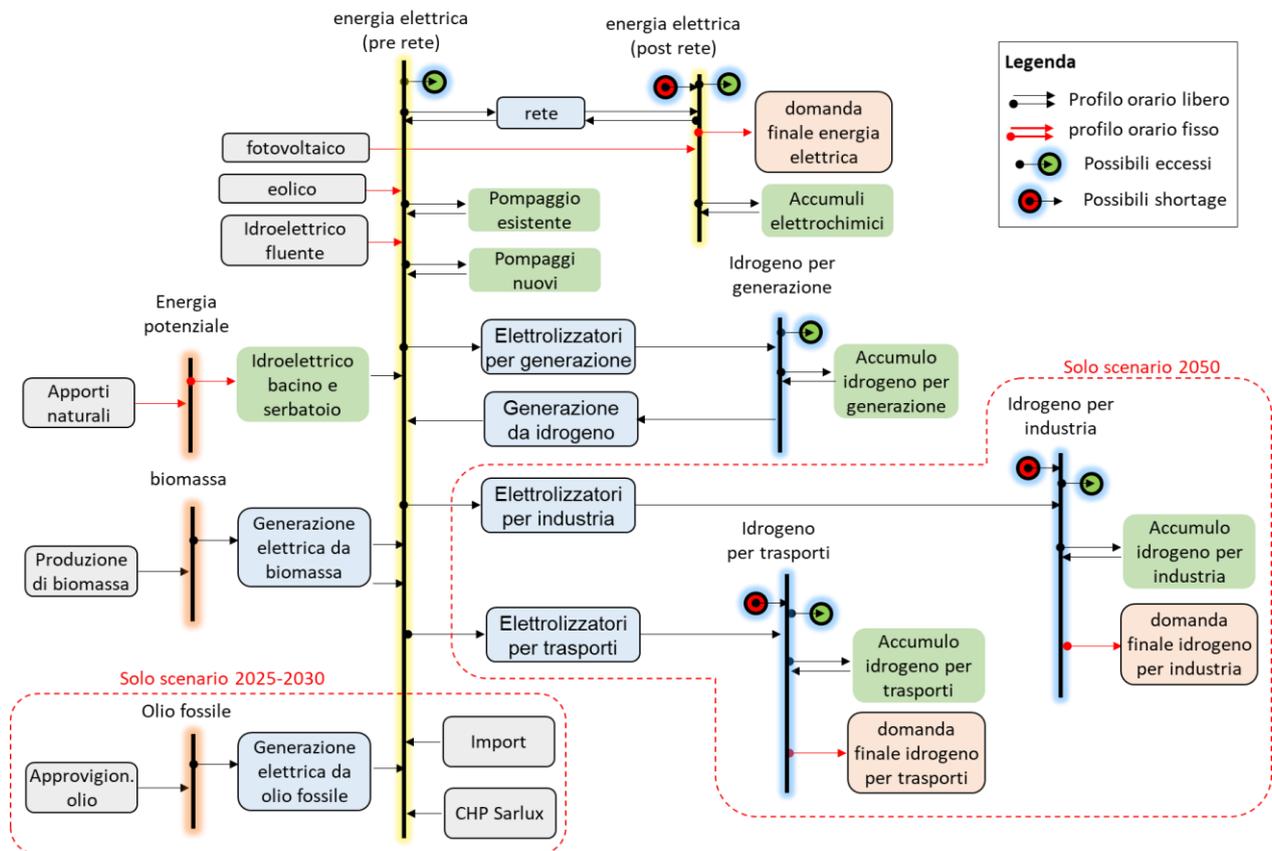


Figura 18 - Sistema energetico di riferimento considerato dallo strumento di modellizzazione nei due scenari considerati

La rete elettrica è modellizzata, in maniera semplificata, al solo fine di quantificare le perdite di rete nel passaggio tra alta e bassa tensione. Data la simulazione focalizzata sul solo sistema energetico regionale, il modello non simula dinamiche di scambio di energia con le altre zone di mercato. È ammesso tuttavia il verificarsi di momenti di generazione in eccesso e momenti di shortage (sebbene questi ultimi associati ad un prezzo molto elevato) che possono essere visti entro certi limiti come scambi o necessità di scambio. Per il solo caso dello scenario di transizione (2025-2030), inoltre, è ammesso un import nei limiti delle capacità di transito e sono assunti come disponibili gli impianti fossili presenti ad oggi e in particolare l'impianto IGCC di Sarlux, connesso alla raffineria.

I principali dati di input sono riassunti in corrispondenza dei capitoli relativi ai due scenari analizzati.

4.2. Scenario di completa decarbonizzazione (2050)

Viene qui descritta l'analisi relativa allo scenario di completa decarbonizzazione nel quale la domanda energetica è soddisfatta senza il ricorso ad infrastrutture di metanizzazione dell'isola. La descrizione si divide in una sezione dedicata alle assunzioni di base, e quindi ai dati di input, e in una sezione dedicata ai risultati della simulazione.

4.2.1. Assunzioni e dati di input

Le assunzioni di base per la costruzione delle condizioni al contorno dello scenario riguardano le domande, i relativi profili orari e le capacità installate delle tecnologie di generazione e conversione. La Tabella 5 mostra i valori considerati per le domande annuali, la cui stima è discussa qui nel seguito.

Tabella 5 - Domande finali annuali di energia nello scenario di completa decarbonizzazione

vettore energetico	Domanda finale [TWh/a]
energia elettrica	11.02
<i>di cui:</i>	
<i>domanda convenzionale</i>	8.71
<i>riscaldamento</i>	0.24
<i>uso cucina</i>	0.31
<i>veicoli elettrici</i>	1.60
<i>calore industriale a bassa temperatura</i>	0.16
idrogeno uso industriale	3.93
idrogeno per trasporti	3.50

Per l'**energia elettrica** sono stati sommati alla domanda dell'anno 2019 i diversi contributi stimati per i carichi non convenzionali di riscaldamento, cottura, mobilità privata e produzione di calore industriale a bassa temperatura. Per il carico dovuto a **riscaldamento** si è partiti dai consumi di gas stimati da Snam per il settore civile nel progetto di metanizzazione [4] per stimare il fabbisogno di riscaldamento. Quest'ultimo è stato poi ricondotto ai consumi elettrici considerando un coefficiente di prestazione (COP) variabile in funzione della temperatura esterna e pesato sulla distribuzione geografica della popolazione⁹. La profilazione oraria del carico elettrico delle pompe di calore è stata definita partendo da un modello statistico parametrizzato su temperatura e ora del giorno e tenendo conto della variabilità oraria del COP. Per i **veicoli leggeri** si è assunta una riduzione dei km-passeggeri attuali (riproporzionando sulla popolazione residente il valore nazionale dichiarato nel conto infrastrutture e dei trasporti 2019 [24]) dell'ordine del 20% (per smart working, car pooling e shift modale) e circa 75% del parco circolante alimentato elettricamente (il 25% a idrogeno). Per la profilazione oraria si è assunto il profilo di ricarica intelligente (ricarica distribuita negli orari di minor criticità, in accordo con le esigenze della domanda di mobilità) riprodotto dallo studio RSE [25]. Per l'**uso cucina** è stato utilizzato il profilo annuale derivato per l'Italia con un modello stocastico [26] riproporzionato sulla popolazione della regione. Per la **domanda industriale** di calore, si è partiti dai consumi di gas stimati da Snam per il settore industriale nel progetto di metanizzazione [4] e si è assunto, a partire da studi precedenti in altri contesti, la possibilità di elettrificarne il 9% e convertire il resto ad idrogeno verde. Infine, per la stima della **domanda di idrogeno per i trasporti**, si è fatto riferimento ai consumi petroliferi del bilancio regionale del 2013 escludendone la domanda già attribuita poco sopra ai veicoli elettrici. Sia per la domanda di energia elettrica che di idrogeno nell'industria, vista la mancanza di informazioni quantitative dettagliate sui processi, si è considerata

⁹ I profili orari storici di temperatura nelle località con maggiore densità abitativa sono stati ricavati dal Climate Data Store [22] con un aggiustamento proporzionale ai gradi giorno, di più alto dettaglio spaziale. La variabilità oraria del COP è stata calcolata tramite la formula di Staffell et Al. [23].

l'ipotesi semplicistica di un profilo costante, nella giornata e nell'anno, immaginando processi continui per tutto il settore. Una domanda costante di idrogeno è stata considerata anche per il trasporto. Va ricordato tuttavia, sia per l'industria sia per il trasporto, che alla domanda è associato un potenziale di accumulo dedicato che, avendo capacità comunque grandi, rendono la sottostima delle variazioni giornaliere e settimanali verosimilmente trascurabile.

Le capacità installate di generazione elettrica, di produzione di idrogeno verde e dei sistemi di accumulo si trovano in Tabella 6. Si precisa che laddove sono indicati degli intervalli sono stati presi in considerazione più valori nelle simulazioni per valutarne l'impatto sulle dinamiche del sistema energetico.

Tabella 6 - Capacità installata di generazione ipotizzate per l'anno 2050

Fonte/tecnologia	capacità [MWe]
Idroelettrico fluente	60
idro-bacino/serbatoio	118
generazione da biomassa	69
fotovoltaico	5000 - 15000
eolico	5000 - 15000
generazione da idrogeno	1000 - 2000

Le assunzioni di rilievo in questo senso, o comunque più sensibili per la lettura e la contestualizzazione dei risultati riguardano:

- le capacità installate di eolico e fotovoltaico, che comunque rispettano il vincolo di potenziale stimato da JRC in [27] riportato in Tabella 7 e in Tabella 8.

Tabella 7 - potenziale stimato in [27] per eolico onshore (altezza = 100m), secondo lo scenario con alte restrizioni

capacity factor	Capacità [GW]	producibilità [TWh]	ore equivalenti [h]
15% < CF < 20%	14.3	22.0	1533
20% < CF < 25%	17.0	33.6	1971
CF > 25%	15.5	38.8	2508

Tabella 8 - potenziale stimato in [27] per fotovoltaico (assumendo 170 W per m² e copertura del 3% delle aree non artificiali)

capacity factor	capacità [GW]		producibilità [TWh]		ore equivalenti [h]
	tetti/facciate	a terra	tetti/facciate	a terra	
15%	4.1	50.8	5.5	68.3	1345

- Le capacità installate di impianti di pompaggio (Tabella 9), vecchi e nuovi, questi ultimi assunti pari a 1000 MW a partire da quanto riportato da Terna (piano di sviluppo, Fig. 155 [5]) e 10 ore equivalenti di capacità di accumulo, e analogamente le capacità di accumulo elettrochimico, assunte pari a 500 MW e 4 ore equivalenti ipotizzando una frazione della capacità distribuita di



fotovoltaico essere accoppiata a sistemi per autoconsumo, in analogia a quanto assunto al 2030 nel PNIEC.

Tabella 9 - Capacità installata di sistemi di accumulo per il vettore energia elettrica ipotizzata per l'anno 2050

	potenza carica/scarica [MW]	ore equivalenti [h]
pompaggio esistente	240/240	8
pompaggi nuovi	1000/1000	10
batterie	500/500	4

- Le capacità installate di impianti di produzione (Tabella 10) e accumulo (Tabella 11) di idrogeno verde per i tre settori di utilizzo, nonché degli impianti stessi di generazione elettrica da idrogeno. Tali capacità, quantificate a partire da analisi preliminari, sono assunte comunque abbastanza grandi per poter individuare in trasparenza le dinamiche in gioco (per es. le ore equivalenti di utilizzo corrispondenti a diverse capacità).

Tabella 10 - Capacità installata di elettrolizzatori ipotizzata per l'anno 2050

settore d'uso	Capacità [MWh idrogeno/h]
generazione elettrica	1000-5000
industria	1000-5000
trasporti	1000-5000

Tabella 11 - Capacità installata di sistemi di accumulo per il vettore idrogeno ipotizzata per l'anno 2050

Destinazione d'uso:	potenza carica	potenza scarica	Capacità di accumulo
	[MWh idrogeno/h]	[MWh idrogeno/h]	[MWh idrogeno]
generazione elettrica	5000	50000	50000
uso industriale	1000	10000	10000
trasporti	1000	10000	10000

La profilazione oraria per la generazione elettrica è stata definita esogenamente solo per le rinnovabili fluttuanti (eolico, fotovoltaico e idroelettrico fluente) e per gli apporti naturali dell'idroelettrico modulabile. Per le prime si è considerato il profilo normalizzato di generazione registrato nel 2019. Per i secondi si è ricavato un profilo considerando per ogni ora la media giornaliera del profilo di idroelettrico fluente (assumendo che gli apporti naturali e la generazione da idroelettrico fluente siano entrambi proporzionali alle precipitazioni).

Infine, va precisato che, così per come strutturato il modello, si è previsto un vincolo di generazione istantanea cosiddetta *stabile* in quote differenti della generazione (tra 0 e 30%), in differenti simulazioni. Sono esclusi dalla generazione stabile l'eolico e il fotovoltaico e circa due terzi dell'idroelettrico fluente. Questo vincolo è indirizzato a considerare euristicamente questioni di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico (in particolare la disponibilità di inerzia e riserva). La scelta di utilizzare quote differenti tra 0 e 30% è dettata dall'incertezza che caratterizza uno scenario lontano nel tempo in cui l'inerzia potrebbe essere simulata dall'elettronica di potenza e/o fornita da compensatori sincroni e in cui la domanda e gli impianti

rinnovabili, con l'aiuto o meno degli impianti di accumulo dedicati, potrebbero partecipare ai servizi di riserva.

4.2.2. Risultati

I risultati si focalizzano sulle dinamiche che si riscontrano essere più critiche, quali: (i) l'energia elettrica generata per fonte, (ii) l'energia elettrica consumata per tipo di utilizzo, (iii) l'energia elettrica generata in eccesso e l'energia non fornita dal sistema regionale (che può essere vista come necessità di apporti esterni o come shortage), (iv) le curve di utilizzo delle tecnologie chiave e degli accumuli.

Per fornire una panoramica delle dinamiche più generali si è scelto di mostrare i grafici di dettaglio riferiti alla simulazione in cui il **vincolo di generazione stabile è pari a 10%**, e la **capacità di fotovoltaico ed eolico sono pari a 10 GW ciascuna**. La variazione dei risultati in funzione delle diverse assunzioni è discussa più avanti.

Il grafico di Figura 19 mostra i valori annuali di energia elettrica generata e consumata. Per quel che riguarda la generazione, la figura evidenzia la prevalenza di eolico e fotovoltaico e il contributo importante degli accumuli idroelettrici e a mezzo idrogeno verde. Risulta inoltre importante la presenza di shortage di 0.6 TWh, pari al 5.7% della domanda elettrica finale. Dal lato consumi, risulta interessante la consistenza dei consumi destinati alla domanda finale di idrogeno verde (comunque già nota, in quanto dato di input) e la generazione in eccesso, pari a 3.7 TWh, più del 12% dell'energia generata.

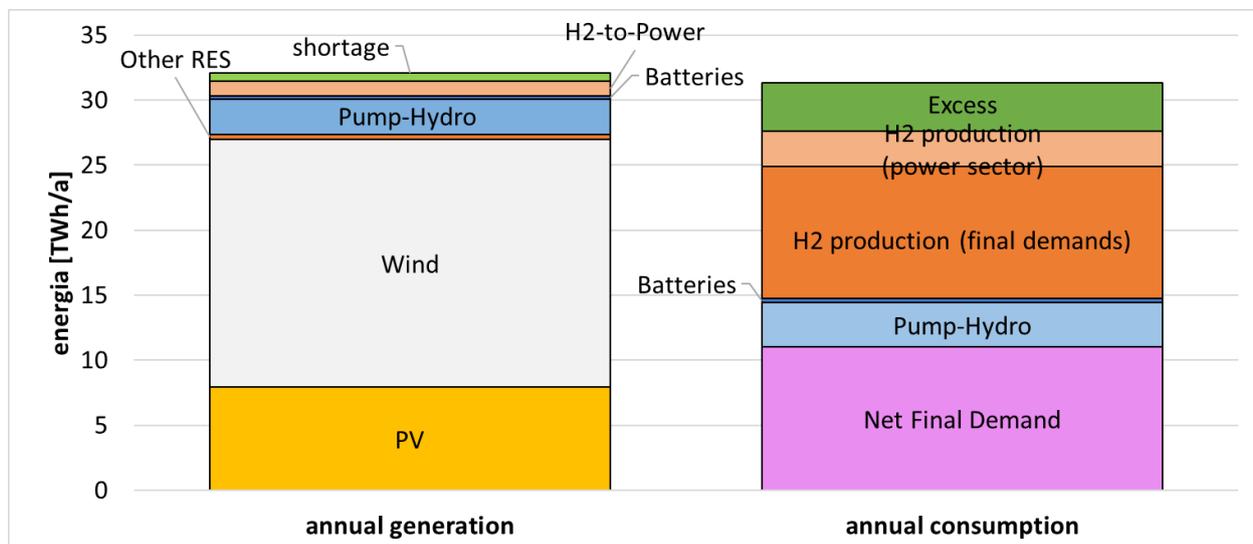


Figura 19 – valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel 2050.

Va riportato per completezza che uno shortage si registra anche nella produzione di idrogeno per gli usi finali, sebbene in misura minore, pari a 0.1 TWh, ovvero 1.9% della domanda. Anche tali shortage sono riconducibili ad una non sufficiente generazione di energia elettrica sul suolo regionale. A parità di mix di generazione, possono quindi essere ridotti tramite import oppure tramite maggiori capacità di accumulo, di elettricità o di idrogeno.



In Figura 20, ad integrazione di quanto evidenziato nella figura precedente, si riporta un estratto del comportamento del mix di generazione elettrica in tre giorni consecutivi di inizio marzo. Il grafico mostra ancora una volta la prevalenza di fotovoltaico ed eolico ed evidenzia soprattutto l'importanza della flessibilità fornita dai sistemi di accumulo e dalla produzione di idrogeno per usi finali, dovuta essenzialmente alla capacità di accumulo installata per tale vettore (essendo costante il profilo di domanda di idrogeno per usi finali).

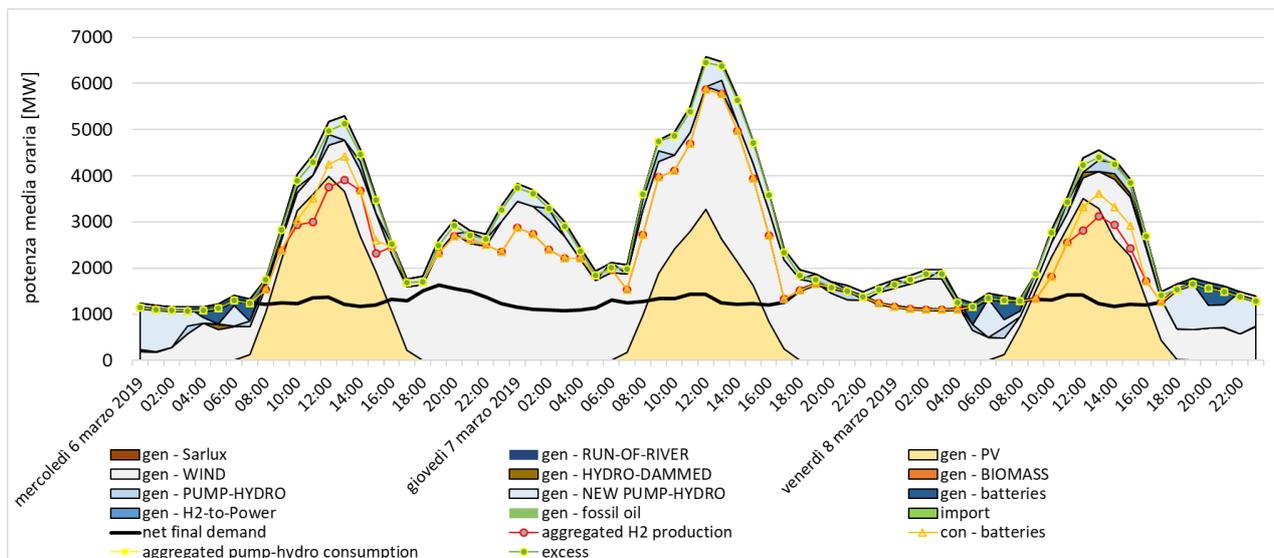


Figura 20 - comportamento del mix di generazione elettrica (aree) e consumi (linee) in tre giorni consecutivi di inizio marzo (le date indicate in figura si riferiscono all'anno 2019 essendo stato preso a riferimento per le condizioni climatiche)

In Figura 21, sono mostrate le curve di durata dell'energia non fornita, sia in termini di energia elettrica, sia idrogeno per usi finali. Le curve evidenziano un numero di ore non trascurabile, soprattutto per l'energia elettrica, con potenze anche pari all'intero carico elettrico per usi finali.

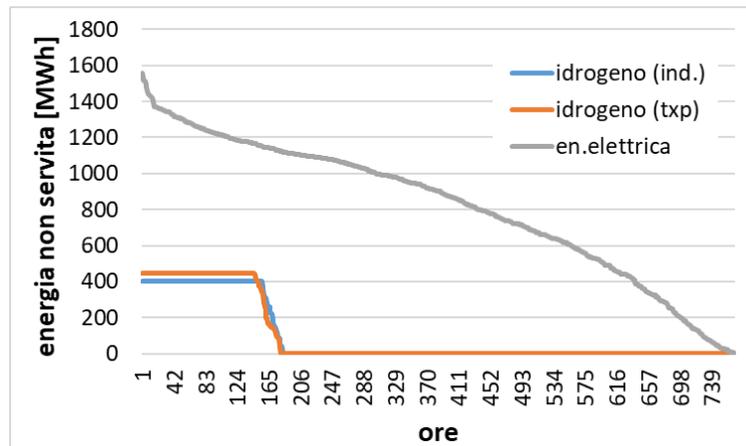


Figura 21 – curve di durata dell'energia non fornita da impianti del sistema energetico isolano

Verificando i profili cronologici, gli shortage elettrici risultano verificarsi principalmente d'estate e per periodi prolungati durante la notte. Similmente, ma concentrati in pochi momenti e in brevi archi temporali, si comportano gli shortage di idrogeno per gli usi finali. La non disponibilità di vento risulta essere la causa principale di tale dinamica¹⁰. Assumendo che un import notturno possa essere poco disponibile per simili condizioni ventose nel resto del sistema nazionale, può essere invece assunto come funzionale l'utilizzo degli accumuli sia elettrici sia di idrogeno per gli usi finali.

Risultano interessanti a questo punto dell'analisi le curve di utilizzo delle tecnologie e dei processi chiave dello scenario. In Figura 22 sono mostrate le curve degli elettrolizzatori e del/degli impianto/i di generazione elettrica ad idrogeno. La figura mostra chiaramente che le capacità attribuite agli elettrolizzatori – assunte grandi al solo scopo di evidenziarne l'effettiva necessità - sono sfruttate completamente solo per poche ore all'anno, dopodiché le potenze effettivamente sfruttate decrescono rapidamente. L'effettivo sfruttamento delle grandi capacità installate ipotizzate è guidato dagli eccessi di generazione fluttuante. Il dimensionamento reale di tali processi risulta critico e va certamente pesato sul costo di investimento dei processi e sul mancato ricavo, lungo la vita utile dell'investimento, dovuto alla generazione elettrica in eccesso.

¹⁰ Va notato che il profilo normalizzato assunto è derivato dall'attuale installato; a maggiori capacità installate, invece, corrisponderà verosimilmente un profilo normalizzato con massimi e minimi più contenuti.

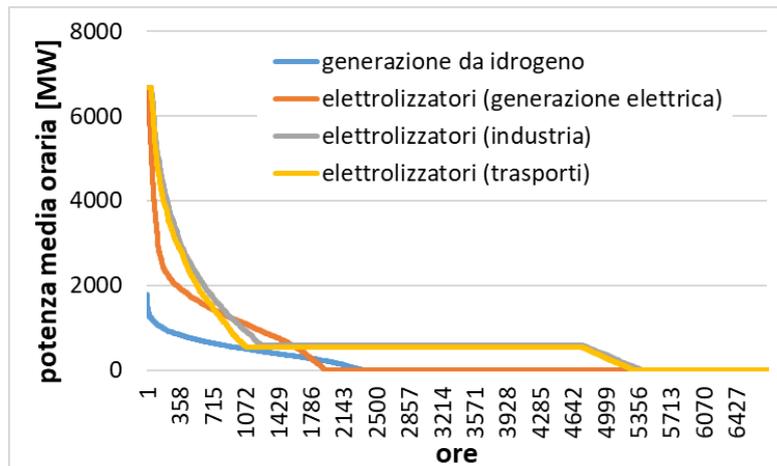


Figura 22 – curve di durata di elettrolizzatori e impianto/i di generazione elettrica ad idrogeno

In Figura 23 sono mostrate invece le curve di durata dei livelli di carica negli impianti di accumulo. Diversamente dalle considerazioni fatte per il grafico precedente, gli impianti di accumulo presentano maggiori ore equivalenti di utilizzo e curve meno ripide, indicando un ruolo non trascurabile.

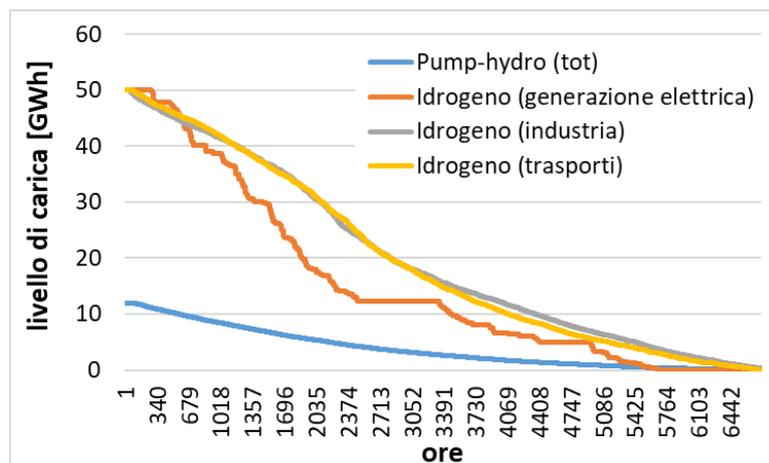


Figura 23 - curve di durata dei livelli di carica negli impianti di accumulo

Dalla Figura 24, che mostra i livelli di carica in ordine cronologico con focus sul primo trimestre dell'anno, si può notare come si verifichino cicli di carica scarica giornalieri per quanto riguarda tutti gli impianti di accumulo elettrico, sia pompaggi che batterie (i pompaggi offrono talvolta anche un servizio di shift infrasettimanale). Si verifica invece uno shift mensile, o comunque al di sopra della settimana (oltre che cicli giornalieri), ad opera degli impianti di accumulo di idrogeno. Questi impianti e il loro dimensionamento risultano pertanto importanti per poter accomodare la generazione fluttuante e/o limitarne la capacità installata.

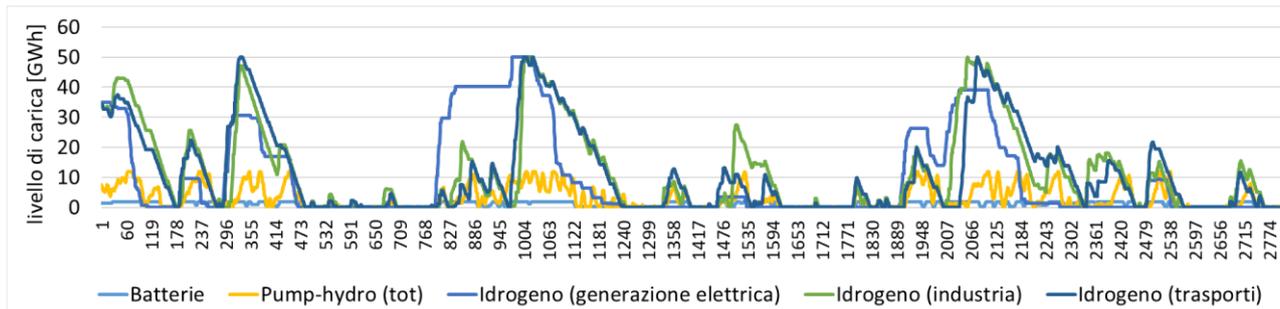


Figura 24 – Profilo cronologico del livello di carica per i diversi tipi di accumulo (focus sul primo trimestre dell'anno)

In riferimento agli accumuli di idrogeno verde, e soprattutto per i settori industriale e trasporti, va ricordato che il modello inquadra gli accumuli come un unico impianto, risultante dall'aggregato di tanti impianti più piccoli. Questo approccio modellistico va tenuto in considerazione per la lettura dei risultati: tali profili di carica e scarica vanno visti come la somma di tanti contributi, diversi in valore assoluto ma uguali nei profili normalizzati. Va notato inoltre che tali cicli di carica e scarica sono inoltre fatti in regime di previsione perfetta: in ogni momento gli attori del sistema energetico conoscono perfettamente le disponibilità future delle risorse fino all'orizzonte temporale considerato. Nella realtà le previsioni di generazione e domanda non saranno perfette e gli impianti di accumulo richiederanno quindi strategie di carica e scarica che non risulteranno ottimali se valutate a posteriori. La capacità modellizzata degli accumuli andrebbe dunque incrementata di una certa quota per ottenere la capacità realmente necessaria.

La simulazione dello scenario con diverse assunzioni al contorno (rispetto a capacità installate di fotovoltaico ed eolico, e generazione stabile richiesta) ha permesso di verificare l'influenza di tali assunzioni sulle dinamiche evidenziate fin qui.

Un mix di generazione che veda una presenza maggiore di eolico (15 GW) rispetto al fotovoltaico (5 GW) ha l'effetto di aumentare considerevolmente gli eccessi (8.7 TWh rispetto a 3.7 TWh), anche a causa del diverso valore di ore equivalenti, e contestualmente porta ad aumentare l'utilizzo degli impianti di generazione elettrica a idrogeno e dei relativi elettrolizzatori. La condizione opposta (5 GW di eolico e 15 GW di fotovoltaico) porta ad eccessi trascurabili, shortage rilevanti e un ricorso minore alla generazione ad idrogeno sebbene contestuale ad un aumento dell'utilizzo dei relativi accumuli (i cicli di carica-scarica coprono periodi più lunghi per uno shift sempre più stagionale).

La riduzione della quota di generazione stabile richiesta ha l'effetto di ridurre l'utilizzo degli impianti di generazione elettrica a idrogeno e dei relativi elettrolizzatori, mantenendo però pressoché invariata la curva di utilizzo dei relativi sistemi di accumulo. La minor quota stabile porta inoltre come conseguenza un valore pressoché simile di energia non servita, ma distribuita su un numero minore di ore e quindi con potenze più importanti. L'energia in eccesso inoltre risulta maggiore (poiché non transitante in sistemi di accumulo) ma va notato che non è certo che possa essere ridistribuita verso altre zone di mercato. Considerazioni opposte caratterizzano viceversa la situazione di maggiore generazione stabile richiesta.

4.3. Scenario di transizione (2025-2030)

Il periodo che intercorre tra il phase-out della generazione a carbone (2025) e lo scenario a emissioni zero discusso nella sezione 4.2 passa da una fase di transizione. Anche in questa fase, sarà necessario mantenere la sicurezza del sistema elettrico nazionale e regionale. A questo fine, è previsto che il sistema elettrico sardo venga meglio connesso al sistema nazionale attraverso il “Tyrrhenian Link” (Sardegna-Sicilia-Continente, precedentemente denominato “triterminale”) e venga integrato da 750 MVar di compensatori sincroni, che ne miglioreranno la capacità di far fronte a problemi di regolazione di tensione e stabilità di frequenza e che ne aumenteranno la corrente di corto circuito [5]. Terna suggerisce inoltre che la dismissione degli impianti a carbone sia accompagnata dallo sviluppo di nuova generazione programmabile e flessibile, per una capacità complessiva di 400 MW. Alle due soluzioni più tradizionali proposte da Terna, impianti a gas (metano) o impianti di pompaggio, può essere aggiunta la soluzione della generazione a idrogeno verde (fuel cell o turbine) associata ad impianti di generazione e accumulo del vettore stesso. In questo paragrafo, servendosi ancora una volta di simulazioni modellistiche, si vuole analizzare il sistema energetico in uno scenario di transizione che si basi esclusivamente sull’opzione pompaggio o sull’opzione idrogeno. Come per lo scenario al 2050, la descrizione dell’analisi si divide in una sezione dedicata alle assunzioni di base e in una sezione dedicata ai risultati della simulazione.

4.3.1. Assunzioni e dati di input

A differenza dello scenario precedente, in questo scenario di transizione il modello: (i) non considera una domanda finale di idrogeno per trasporti e industria; (ii) assume per ipotesi semplificativa che il percorso di elettrificazione sia a metà strada tra la situazione odierna e quella assunta per il 2050; (iii) assume capacità installate minori di rinnovabili (si veda la discussione più avanti) e di accumuli (nulli nel caso dell’opzione idrogeno; pari a 400 MW nel caso dell’opzione pompaggi) e (iv) assume come disponibili gli impianti a fonti fossili (diverse dal carbone) presenti ad oggi. Per quest’ultimo punto, va precisato che per l’impianto IGCC di Sarlux, connesso alla raffineria, sono state considerate diverse possibili interazioni. Questo è reso necessario dalle incertezze relative all’uscita dell’impianto dal regime CIP6 prevista per il 2021 [28, 29] e dalla mancanza di informazioni precise e ufficiali circa la necessità di elettricità, calore e/o vapore di processo utili alla raffineria. Partendo dall’esame del profilo di utilizzo nel 2019 (Figura 25), da cui spiccano, fra gli altri, minimi a circa 30%, 40% e 60%, è stata data libertà all’ottimizzatore di modulare tale impianto con tali minimi, in quattro diverse serie di simulazioni: (i) tra zero e 100%, (ii) tra 30% e 100%, (iii) tra 40% e 100% e (iv) tra 60% e 100%. Inoltre, la generazione ad opera dell’impianto è stata definita parzialmente come stabile, riconoscendone l’inerzia meccanica e la possibilità di regolazione entro certi vincoli operativi. Dallo stesso profilo di utilizzo sono stati inoltre studiati i gradienti massimi e minimi per definire dei vincoli di massima rampa (up e down), impostati pari a +115 MW/h e -150 MW/h (+20%/h e -26%/h).

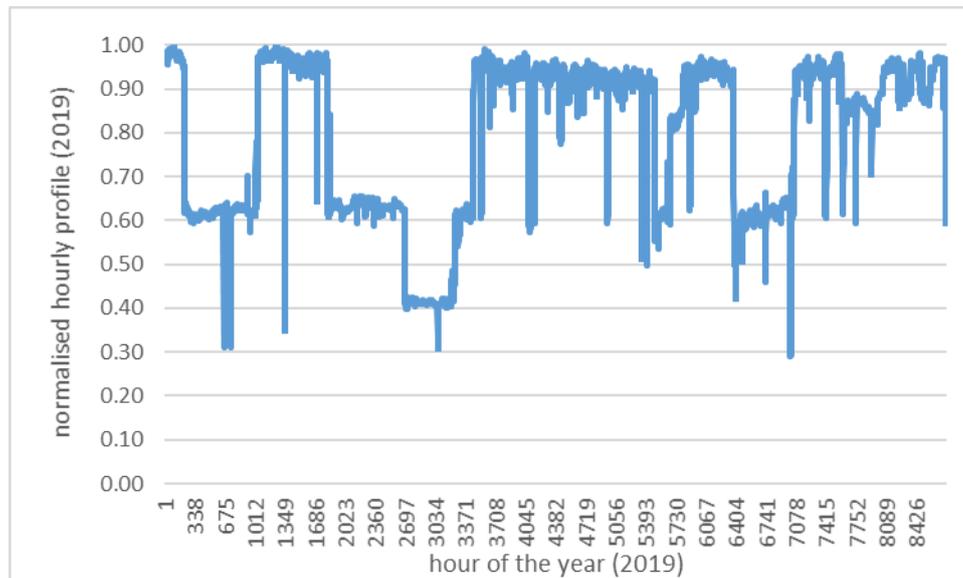


Figura 25 – profilo orario normalizzato dell’impianto IGCC di Sarlux nell’anno 2019

Per le capacità installate di rinnovabili, partendo da un consumo annuo di gas stimato da Snam in 100 Mm³ [4] e dall’ipotesi semplificativa di un utilizzo più o meno equamente distribuito sull’anno, si può assumere di impegnare mediamente una potenza di 179-207 MWe (1.81 TWh/anno), considerando efficienze di elettrolisi di 65-75% e perdite nei cicli di accumulo pari al 10%, per produrre complessivamente 1.06 TWh di idrogeno all’anno. In previsione di un aumento di capacità installata fluttuante, tale produzione di idrogeno potrebbe venire da impianti dedicati oppure sfruttare le ore di generazione in eccesso rispetto alla domanda zonale (per confronto, nel 2019 gli eccessi sono stati pari a 90 GWh). Assumendo i profili di generazione e le ore equivalenti registrati nel 2019, impianti dedicati di fotovoltaico ed eolico richiederebbero capacità installate rispettivamente di 2285 MW (+290% rispetto al 2019) e 950 MW (+90% rispetto al 2019) per produrre tale quantità di idrogeno. La capacità che permetterebbe di sfruttare la sola generazione in eccesso sarebbe invece di 4632 MW nel caso del fotovoltaico (+589% rispetto al 2019) e 2144 MW nel caso dell’eolico (+203% rispetto al 2019). Attraverso simulazioni differenti si sono assunti dunque tali mix di capacità installata in due differenti combinazioni, distribuendo equamente la capacità aggiuntiva (in termini di producibilità annua) sulle due fonti. La capacità di accumulo del vettore idrogeno è assunta pari a quella richiesta nello scenario al 2050.

Va notato infine che sebbene continuo ad essere ammessi shortage sulla domanda elettrica, è abilitato anche l’import di energia elettrica con un prezzo medio assunto pari a 65.00 €/MWh a partire dai prezzi delle zone confinanti stimati per lo scenario PNIEC da RSE (Lanati et al. [20]). Va evidenziato che alla generazione dell’impianto di Sarlux, in mancanza di informazioni di carattere economico sulla centrale, è stato imposto un prezzo leggermente maggiore dell’import (66.00 €/MWh) al solo fine di non penalizzare tale impianto e al contempo poter distinguere i momenti in cui l’impianto è preferibile all’import, a parità di

altre condizioni, esclusivamente perché caratterizzato da inerzia (l'import non è associato ad inerzia perché basato su collegamento HVDC)¹¹.

4.3.2. Risultati

Anche per lo scenario di transizione, i risultati si focalizzano sulle dinamiche che si riscontrano essere più critiche, quali: (i) l'energia elettrica generata per fonte, (ii) l'energia elettrica consumata per tipo di utilizzo, (iii) l'energia elettrica generata in eccesso e l'energia non fornita dal sistema regionale e gli shortage, (iv) le curve di utilizzo delle tecnologie chiave e degli accumuli.

Per fornire una panoramica delle dinamiche più generali si è scelto di mostrare i grafici di dettaglio riferiti alle simulazioni in cui **il vincolo di generazione stabile è pari a 20%**, il minimo dell'impianto di Sarlux è posto a 30% e **le capacità di fotovoltaico ed eolico sono pari a 3103 MW e 1859 MW** (ovvero, la capacità aggiuntiva è distribuita equamente su fotovoltaico ed eolico). La variazione dei risultati in funzione delle diverse assunzioni è comunque riportata e discussa.

Il grafico di Figura 26 mostra i valori annuali di energia elettrica generata e consumata nel caso dell'opzione idrogeno (senza capacità aggiuntiva di pompaggio). Per quel che riguarda la generazione, la figura evidenzia la prevalenza di import insieme alla generazione ad opera dell'impianto di Sarlux, di eolico e di fotovoltaico. Non sono presenti eccessi e non sono presenti shortage intesi come tali poiché l'import riesce a coprire la domanda residua (pari a 1.8 TWh, 14% dell'offerta) con potenze disponibili che risultano adeguate. Va notato tuttavia che le potenze disponibili assunte sono quelle massime transitabili attraverso i collegamenti con il resto del sistema nazionale: non è verificato qui che sussista una disponibilità di altrettanta potenza di generazione al di fuori del sistema regionale, né che tali collegamenti possano essere in alcuni momenti impegnati per potenza in transito tra Sicilia, Centro-Sud e Centro Nord. Il contributo degli accumuli idroelettrici e dell'idrogeno è non trascurabile, sebbene quest'ultimo non raggiunga la quota di 1.06 TWh assunta in partenza. I consumi si concentrano sulla domanda finale netta e sull'energia richiesta dai sistemi di accumulo, quest'ultima pari a circa 1 TWh (9% del totale).

¹¹ Nel caso di inserimento di un costo specifico (€/MWh) esattamente uguale per l'elettricità importata e l'elettricità generata dall'impianto Sarlux il risolutore potrebbe scegliere indefinitamente tra una risorsa e l'altra rendendo difficile il confronto dei risultati in scenari differenti.

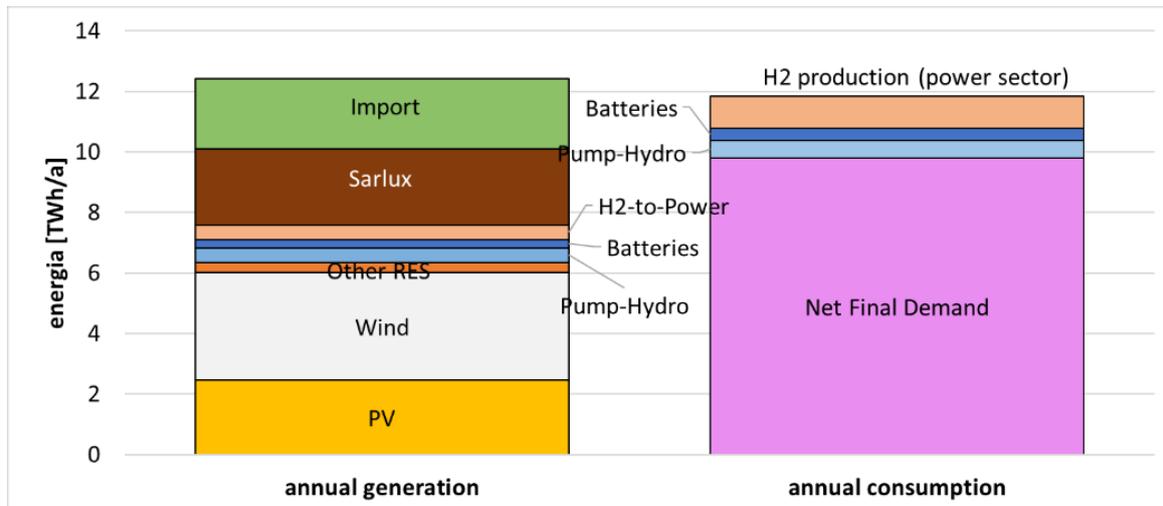


Figura 26 - valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte (caso con solo idrogeno e pompaggio esistente)

La Figura 27 mostra a titolo d'esempio il dettaglio orario per tre giorni nel mese di marzo. In aggiunta alle informazioni ricavabili dai valori annuali della figura precedente, è possibile riconoscere il profilo piuttosto ciclico dell'impianto di Sarlux e l'intervento dell'import principalmente nelle ore notturne. L'impianto di pompaggio e le batterie intervengono in assorbimento nelle ore di maggiore presenza del fotovoltaico e in generazione nelle ore serali. La generazione a idrogeno si concentra nelle ore di eccesso per contribuire alla quota di generazione stabile richiesta. Va notato che il grafico non mostra il profilo di assorbimento per la produzione di idrogeno poiché il ciclo carica-scarica anche in questo scenario di transizione copre periodi di più settimane.

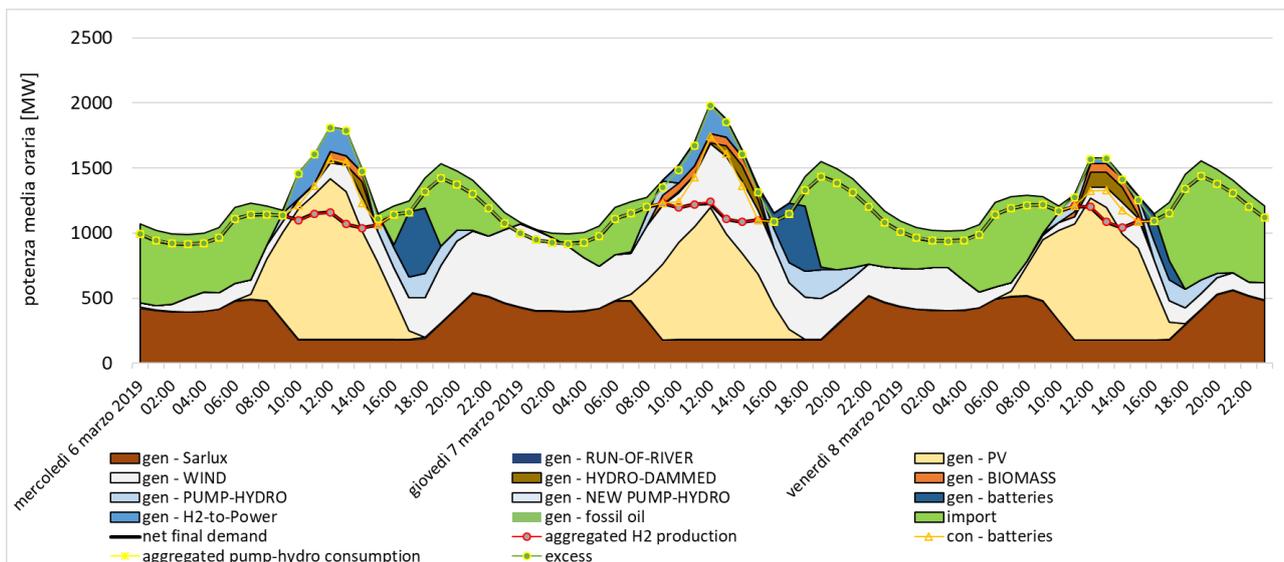


Figura 27 - comportamento del mix di generazione elettrica (aree) e consumi (linee) in tre giorni consecutivi di inizio marzo (le date indicate in figura si riferiscono all'anno 2019 essendo stato preso a riferimento per le condizioni climatiche)

Le curve di durata in Figura 28 mostrano un utilizzo dell'impianto/degli impianti di generazione a idrogeno per un numero molto limitato di ore alla massima potenza e per circa 2500 ore a potenze ridotte. Contemporaneamente la capacità di accumulo dell'idrogeno mostra un utilizzo piuttosto importante e per molte ore. Va notato che l'impianto di pompaggio esistente viene utilizzato intensamente sebbene con cicli di carica-scarica più ridotti (giornalieri).

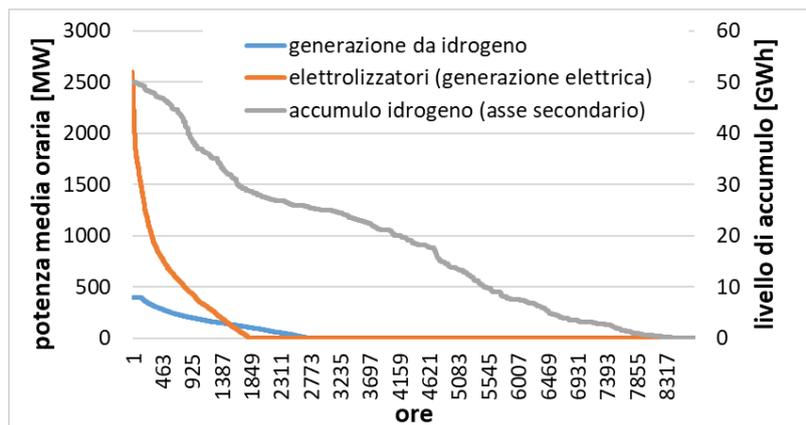


Figura 28 - curve di durata di elettrolizzatori e impianto/i di generazione elettrica ad idrogeno

Nel caso con capacità minori di fotovoltaico ed eolico, la generazione a idrogeno risulta nella pratica limitata a qualche ora all'anno, proprio come la relativa richiesta di accumulo del vettore. Per tutte le capacità di rinnovabili fluttuanti assunte, una variazione della quota di generazione stabile richiesta, dal 10% al 20%, ha l'effetto di incrementare il contributo di generazione da parte dell'impianto di Sarlux e, in maniera meno marcata, dell'idrogeno a scapito dell'import. Un incremento ulteriore, fino al 30%, chiama ad operare maggiormente gli impianti di accumulo, sia a mezzo pompaggi che idrogeno. Va notato che secondo il modello risulta impossibile garantire la quota stabile con un'alta di capacità installata di fluttuanti. In quest'ultimo caso risulta infatti necessaria una capacità aggiuntiva di 200 MW rispetto ai 400 MW di potenza dispacciabile stimati da Terna, per un totale di 600 MW.

L'opzione con soli pompaggi (i.e. capacità di pompaggio addizionale, senza idrogeno) presenta due differenze in termini di condizioni al contorno rispetto all'opzione idrogeno: la minore capacità di accumulo (circa il 10% soltanto del caso idrogeno) e le maggiori efficienze del ciclo carica-scarica (circa il doppio del caso idrogeno). Dal confronto fra Figura 26 e Figura 29 si può notare che le due differenze citate hanno un impatto sui risultati, oltre che per il ruolo dei pompaggi prevedibilmente più importante, per la presenza di eccessi (rispettivamente 0.4, 0.6, 1.3 TWh, pari a circa 3.7, 5.1, 8.8 % dell'offerta elettrica, con quote richieste di generazione stabile pari a 10%, 20%, 30%) sebbene quasi esclusivamente con una capacità alta di fluttuanti. Va ricordato che tali eccessi sono da considerarsi come energia che si rende disponibile per lo scambio verso altre zone di mercato; se è vero che la potenza rimane al di sotto dei vincoli di transito

(tranne che per il caso con alta capacità fluttuante e quota stabile pari a 30%, per un numero limitato di ore), andrebbe verificata la reale richiesta di mercato.

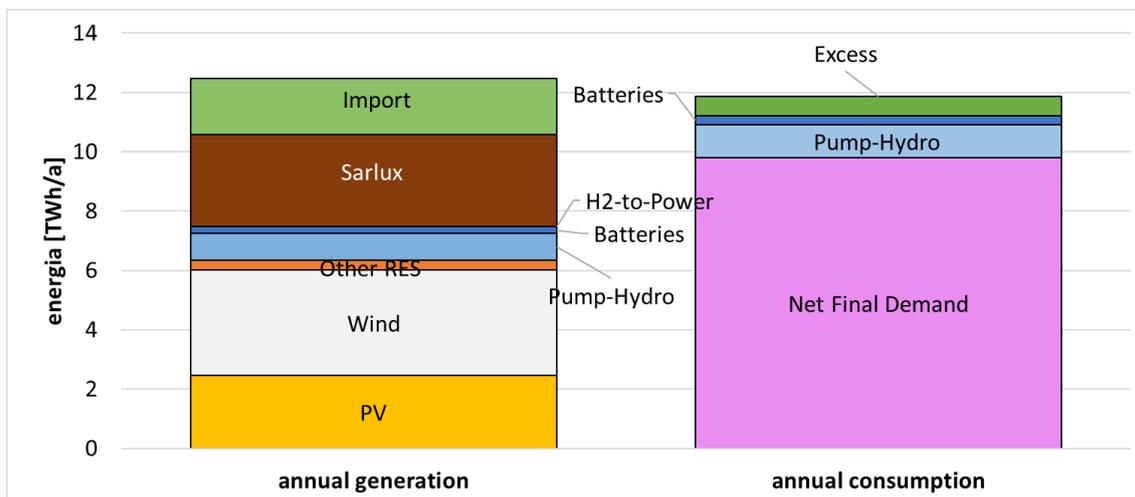


Figura 29 - valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte (caso con soli pompaggi)

Anche per il caso di solo pompaggio, quando è assunta una capacità fluttuante più alta, risultano necessari ulteriori 200 MW rispetto ai 400 MW di potenza dispacciabile stimati da Terna, per un totale di 600 MW per rispettare la richiesta di una quota di generazione stabile pari a 30%.

Va infine riportata l'influenza sui risultati delle differenti assunzioni circa l'impianto di Sarlux. Essendo la quota richiesta di generazione stabile il principale driver dell'impianto dal punto di vista del modello, l'assunzione di un minimo basso porta l'impianto a totalizzare un minore numero di ore equivalenti laddove non risulti necessario per raggiungere la quota di generazione stabile, principalmente a favore dell'import. Un minimo più alto porta l'impianto a produrre di più e contestualmente porta un incremento di generazione per le due opzioni analizzate (idrogeno o idroelettrico) allo scopo di fare da cuscinetto tra i maggiori momenti di surplus che si possono verificare in tale condizione, e i momenti di deficit.

5. Conclusioni

Il lavoro presentato in queste pagine ha portato a costruire e a simulare – attraverso uno strumento aperto alla pubblica consultazione – un ipotetico sistema energetico regionale in uno scenario di completa decarbonizzazione al 2050. Lo scenario ha assunto l'assenza di una rete gas, a metano o idrogeno, e ha considerato l'elettificazione di diverse porzioni della domanda finale di energia e il cambio di combustibile verso l'idrogeno verde per i trasporti e l'industria. Le simulazioni del sistema energetico nell'anno target 2050 suggeriscono che il sistema si potrebbe sostenere con importanti capacità di rinnovabili fluttuanti,



accompagnate da importanti capacità di accumulo in forma di pompaggi e idrogeno verde. Quest'ultimo in grado di gestire il surplus di generazione fluttuante anche con cicli di accumulo stagionali.

Le importanti capacità di accumulo richieste, unite alla bassa densità energetica dell'idrogeno, potrebbero risultare critiche per l'industria, più che per gli altri settori, poiché potrebbe essere necessario avere a disposizione ampi spazi e comunque tecnologie in grado di gestire grandi pressioni. Inoltre, le capacità di elettrolizzatori per la generazione di idrogeno, assunte molto grandi nelle simulazioni, raggiungono bassi valori in termini di ore equivalenti di funzionamento in conseguenza delle alte fluttuazioni delle risorse rinnovabili. Tale configurazione del sistema energetico nel lungo periodo impone la necessità di offrire un modello logistico per l'accesso al combustibile. Tre modelli possibili, anche in combinazione tra loro, saranno il decentramento della filiera di produzione-accumulo-consumo di idrogeno, la centralizzazione della filiera con la realizzazione di una rete di distribuzione per il vettore, una ricollocazione delle attività produttive non elettrificabili in distretti energetici dotati di grandi capacità di produzione ed accumulo e di reti interne di distribuzione, anche in considerazione della già elevata concentrazione delle attività industriali sull'isola. Il lavoro ha previsto inoltre la simulazione del sistema elettrico nella fase di transizione che segue al phase-out del carbone (previsto per il 2025), posizionandosi indicativamente nel periodo 2025-2030. La simulazione ha individuato, tra gli elementi importanti e necessari al 2050, quelli che possono essere utili alla stabilità della rete, in sostituzione alla generazione a carbone, già nel periodo iniziale di phase-out. In aggiunta al programma di nuove connessioni con il continente (cavo Sardegna-Sicilia-Continente) e l'installazione di compensatori sincroni quali strumenti comunque necessari secondo il parere del TSO elettrico.

La simulazione suggerisce che l'opzione di nuovi impianti termoelettrici a metano, stimati in 400 MW dal TSO, possa essere sostituita da nuovi impianti di pompaggio (come già individuato anche dal TSO) o da impianti *power-to-hydrogen-to-power*. Anche in questo caso, le capacità richieste di rinnovabili fluttuanti e accumulo sarebbero importanti (per eolico e fotovoltaico, fino a 2-3 volte la capacità installata al 2018). Lo sviluppo delle rinnovabili sarebbe tuttavia coerente con gli indirizzi di policy nazionali e, per quanto riguarda le capacità di accumulo, lo sviluppo dei pompaggi sarebbe coerente con gli studi in letteratura e gli spazi richiesti dall'idrogeno potrebbero essere compatibili con gli spazi attualmente dedicati ai serbatoi di stoccaggio (in uso o meno) presso l'impianto di Fiume Santo.

Da citare, rispetto allo scenario di transizione, la necessità, rilevata dal modello, di una quota di generazione dispacciabile pari ad almeno 600 MW in caso di alta penetrazione di fluttuanti e con una quota richiesta di generazione *stabile* (ovvero dotata di inerzia e in grado di fornire riserva) pari al 30% della generazione. La simulazione di tali dinamiche del sistema elettrico è tuttavia semplificata nel modello e richiede quindi un approfondimento.

Gli impieghi di pompaggi e l'anticipazione della generazione da rinnovabile appaiono dunque delle opzioni interamente compatibili con lo scenario al 2030, e con il percorso di decarbonizzazione di lungo periodo. Lo sviluppo di un'infrastruttura di accumulo è infatti una dotazione tecnologica necessaria per convogliare situazioni di surplus verso momenti di scarsità, potenzialmente anche a servizio dell'intero sistema nazionale. In uno scenario al 2050, sia la filiera di produzione-accumulo di idrogeno verde con la relativa

generazione elettrica, sia le maggiori capacità di accumulo idroelettrico rientrano fra gli investimenti comunque necessari nella regione.

La Sardegna potrebbe rappresentare il contesto ideale per anticipare la penetrazione della filiera idrogeno verde nei sistemi elettrici. Tale scelta, che andrebbe a sostituire l'ipotesi di generazione elettrica a gas, andrebbe valutata in considerazione di:

- (i) la differenza di costi attuali rispetto ai costi futuri dello sviluppo della filiera ad idrogeno;
- (ii) la differenza di emissioni (la scelta *ora* di una delle due opzioni di accumulo potrebbe ridurre le emissioni regionali e nazionali in anticipo rispetto al gas);
- (iii) i tempi di realizzazione necessari e la loro compatibilità con il phase-out (la maggiore pericolosità dell'idrogeno rispetto al metano potrebbe richiedere iter procedurali più ampi)¹².
- (iv) la convenienza strategica (l'anticipazione dell'idrogeno potrebbe costituire il banco di prova a livello regionale e nazionale di una tecnologia e una filiera che saranno necessarie nel medio-lungo termine anche al di fuori dei confini nazionali, aprendo così la porta a nuove possibilità di export tecnologici).

Lo studio descritto in questo documento è motivato dall'idea che sia di interesse strategico considerare nella valutazione di costo/beneficio degli investimenti infrastrutturali nel settore energetico sardo la compatibilità con gli scenari di decarbonizzazione di lungo periodo, anche in riferimento all'ipotesi di metanizzazione dell'isola. Relativamente alla metanizzazione, il lavoro è contestuale all'aggiornamento dell'analisi costi benefici, richiesto da ARERA, ed è pubblicato in anticipo rispetto a importanti documenti di policy e di programmazione quali la strategia nazionale al 2050 (Long-Term Strategy, LTS), inizialmente prevista per gennaio 2020 ed attualmente in fase di finalizzazione, e la valutazione di RSE richiesta da ARERA, anch'essa in fase di finalizzazione, con orizzonte temporale non definito dalla relativa delibera.

La compatibilità di un'infrastruttura con uno scenario di lungo periodo va valutata su diverse dimensioni:

- (i) Da un punto di vista tecnologico. Dal momento che il gas metano, esclusa la possibilità di sequestro di CO₂, non è compatibile con un sistema energetico decarbonizzato a meno che non sia in forma di biometano, metano sintetico o idrogeno, la valutazione dovrà considerare se o quanto la tecnologia e la topologia dell'infrastruttura possano essere compatibili con questi vettori e se tali vettori saranno funzionali alla domanda identificata (per es. la domanda termica civile, facilmente elettrificabile).
- (ii) Da un punto di vista economico. La valutazione deve considerare se il tempo di rientro dell'infrastruttura sia compatibile con i tempi della decarbonizzazione, soprattutto alla luce delle intenzioni della Commissione Europea di accelerare gli obiettivi (è stato proposto di rivedere il target di riduzione dei gas serra dell'Unione Europea al 2030, innalzando l'attuale -40% fino al -50 o 55% rispetto al 1990 [31]). Questo vale in particolare per l'industria, più

¹² Va notata a questo proposito la comunicazione di Terna su possibili ritardi anche per quanto riguarda la realizzazione della connessione Sardegna-Sicilia-Continente [30], minacciata ulteriormente dalla crisi sanitaria ed economico-finanziaria relativa al COVID-19



incerta nelle quantità e tipologie produttive e di domanda, nella loro distribuzione spaziale e nei tempi richiesti dall'adeguamento tecnologico.

- (iii) Da un punto di vista di politiche e misure. Oltre al rientro degli investimenti dell'infrastruttura in sé, va tenuto conto del tempo di introduzione ed ammortamento degli investimenti nei settori finali. Un lock-in legato a tali investimenti determinerebbe una barriera per l'introduzione di politiche e misure di decarbonizzazione prima dell'ammortamento degli stessi.

Assunta l'importanza dell'adozione di una metodologia costi benefici completa nelle dimensioni identificate e nell'orizzonte di lungo periodo, il presente lavoro cerca di dare un contributo alla valutazione attraverso alcune analisi del settore energetico sardo. L'analisi ha preso in considerazione gli impieghi del vettore metano nei settori della generazione elettrica, del riscaldamento, della produzione di calore industriale ad alta temperatura, e dei trasporti pesanti.

Nel settore elettrico, che nella valutazione di Enura è considerato esclusivamente per la quota relativa agli impianti cogenerativi industriali (non viene considerata la sostituzione del carbone, stimata comunque in circa 100 Mmc), la realizzazione di una rete gas, anche qualora fosse adatta all'idrogeno, non risulta indispensabile in uno scenario di decarbonizzazione di lungo periodo o per l'approvvigionamento di centrali elettriche necessarie a garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema nel breve periodo:

- (i) Il phase-out del carbone potrebbe essere supportato da altre infrastrutture nel segmento elettrico, ed anche qualora si dovesse ricorrere al gas, una localizzazione dei nuovi impianti di generazione sulla costa non necessiterebbe una rete regionale ma di impianti di GNL.
- (ii) Per l'eventuale impiego di idrogeno di origine rinnovabile nella generazione elettrica sarebbe possibile la produzione e l'accumulo del vettore presso gli impianti di generazione. Analogamente, per un'eventuale generazione elettrica a biometano gli impianti di generazione potrebbero essere localizzati nel luogo di produzione del vettore.
- (iii) La possibilità di impiego di metano fossile per la generazione con cattura e sequestro di CO₂ è ad oggi limitata dai dubbi legati al reale potenziale di stoccaggio geologico della CO₂ in Sardegna.

Per il riscaldamento civile, la cui domanda nella valutazione di Enura ammonta a 157 Mmc, si possono escludere vantaggi nel lungo termine dati dalla realizzazione della rete gas poiché la regione presenta condizioni climatiche favorevoli all'installazione di pompe di calore elettriche, già oggi una tecnologia matura, permettendo migliori efficienze rispetto ad altri vettori. Inoltre, vettori alternativi sarebbero di maggiore interesse per settori più difficilmente decarbonizzabili.

Come evidenziato dall'analisi del sistema energetico attuale gli impieghi elettrici e l'utilizzo di biomasse, con i quali è possibile raggiungere una completa decarbonizzazione, rappresentano già oggi il 68% del servizio nel residenziale e il 60% nel terziario. La metanizzazione potrebbe interferire con la decarbonizzazione nell'eventualità in cui porti a trasferire tali impieghi verso il gas, generando potenzialmente un effetto lock-in.

Nel settore industriale, per cui Enura stima un consumo di 429 Mmc, il metano è in grado di ridurre le emissioni climalteranti nel breve termine ma potrebbe comportare un rischio di lock-in nel momento del successivo adeguamento dei processi verso l'elettrificazione (calore a bassa temperatura) e l'uso dell'idrogeno (calore ad alta temperatura), adeguamento che deve talvolta passare da trasformazioni radicali. Nel lungo termine la decarbonizzazione del sistema industriale necessita di una soluzione logistica per l'accesso al combustibile, attraverso la localizzazione delle attività produttive in distretti energetici, attraverso un approccio decentrato di produzione e stoccaggio idrogeno o attraverso la creazione di una rete di trasmissione e distribuzione dell'idrogeno. Una rete eviterebbe problemi di spazio per l'installazione diffusa di impianti di produzione e accumulo di idrogeno in loco, in favore di pochi grandi impianti centralizzati con una miglior corrispondenza tra domanda e offerta e quindi minori capacità necessarie di generazione e accumulo. Ad oggi tuttavia risulta difficile valutare se tale infrastruttura di trasporto possa coincidere con l'infrastruttura di metanizzazione proposta. La progettazione necessita di un lavoro di geolocalizzazione puntuale della domanda industriale, che consideri la prospettiva complessiva di attività industriale dell'isola, oggi difficilmente ricostruibile, anche in considerazione di eventuali distretti industriali che potrebbero necessitare anche solo di reti locali.

Nel settore dei trasporti pesanti (non discussi nel documento di Enura), sarà il contesto internazionale a fare la differenza in termini di convenienza economica tra le varie opzioni. Nell'eventualità che la mobilità pesante si indirizzasse sul metano liquefatto, la presenza di una rete di distribuzione non sarebbe l'unica opzione di trasporto del vettore e potrebbe essere sostituita da trasporto via camion cisterne e navi.

La realizzazione della rete metano introduce in generale un rischio di un effetto lock-in degli investimenti verso la decarbonizzazione. Questo potrebbe riguardare sia la realizzazione della rete gas sia la realizzazione di impianti di generazione a metano, qualora questa opzione fosse contemplata per garantire la sicurezza del sistema elettrico dal 2025. L'effetto di lock-in non deve essere valutato unicamente in riferimento all'infrastruttura stessa ma nelle diverse filiere di consumo finale.

Viceversa, l'anticipazione dell'adeguamento tecnologico alla decarbonizzazione potrebbe essere di interesse strategico soprattutto per quanto riguarda il settore elettrico nel contesto di phase-out del carbone. Il costo dell'eventuale realizzazione di impianti di generazione a gas, che se localizzati sulla costa non necessiterebbero di una rete di distribuzione ma di terminali di rigassificazione, dovrebbe essere comparato con le alternative, cioè con un rapido sviluppo di fotovoltaico ed eolico e di impianti di accumulo, sottoforma di pompaggi o di idrogeno, che sarebbero in grado di dare sicurezza alla rete e sarebbero compatibili con lo scenario di decarbonizzazione.

Le considerazioni a cui giunge questo studio necessitano di ulteriori approfondimenti che, soprattutto in riferimento al settore industriale, dovrebbero costituire parte della metodologia di valutazione costi benefici della rete. I risultati esposti in questo documento, sia per lo scenario di transizione che per il 2050, devono essere intesi come indicativi e orientativi. Essi sono utili a dare una rappresentazione generale delle dinamiche che ci si può aspettare per l'evoluzione del sistema energetico regionale date le varie ipotesi e assunzioni identificate. L'usufruità dei risultati presentati è legata a studi di maggiore dettaglio sia in

termini di metodo sia in termini di dati utilizzati. Fra tutti, vista l'importanza delle fluttuazioni delle rinnovabili nel determinare le dimensioni e la convenienza delle configurazioni studiate, vanno certamente notate la necessità di simulare diversi anni climatici e meteorologici e la necessità di effettuare le simulazioni regionali contestualmente alla simulazione del resto del sistema energetico/elettrico nazionale. Le simulazioni del sistema energetico regionale, infatti, hanno evidenziato l'importanza degli scambi con il continente (con un ruolo importante delle importazioni nello scenario di transizione e delle esportazioni nello scenario al 2050). È importante, quindi, verificare la compatibilità di questi scenari regionali con gli scenari di decarbonizzazione del resto del sistema energetico nazionale al 2030 e al 2050. Infine, un ulteriore approfondimento tecnologico potrebbe riguardare i possibili utilizzi delle biomasse e, in particolare, del potenziale di produzione del biogas/biometano ancora non sfruttato.

Da ultimo, si ricorda che questo studio si è concentrato esclusivamente sugli aspetti tecnologici della decarbonizzazione e sui rischi di carbon lock-in. Le tematiche socio-economiche legate all'uso dell'energia (es. equità sociale e competitività industriale), comunque meritevoli di interesse, non sono state oggetto di questo studio e potranno essere valutate in eventuali analisi successive.

In tale contesto e con tale punto di vista, le grandezze e le dinamiche evidenziate possono essere prese in considerazione per una futura valutazione e contestualizzazione degli esiti dell'analisi di ARERA e RSE sul progetto di metanizzazione.

Bibliografia

- [1] Regione Autonoma della Sardegna; *"Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 - Rapporto Ambientale"*; disponibile online: https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20160804102906.pdf
- [2] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA); Delibera 335/2019/R/GAS, del 30 luglio 2019, *"Valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e revisione del termine per la presentazione dei piani relativi al 2019"*. – consultabile online: <https://www.arera.it/allegati/docs/19/335-19.pdf>
- [3] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA); Consultazione dei Piani decennali di Sviluppo della Rete di Trasporto relativi agli anni 2019 e 2020; online (accesso: 20/05/2020): <https://www.arera.it/it/comunicati/20/200507pds.htm>
- [4] Snam Rete Gas S.p.A., *"Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2018 - 2027"* - consultabile online http://pianodecennale.snamretegas.it/includes/doc/2/2019012208362018-decennale_web.pdf
- [5] Terna S.p.a. e gruppo Terna; Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, edizione 2019 – disponibile online: <https://download.terna.it/terna/0000/1188/36.PDF>
- [6] Snam Rete Gas S.p.A, Terna S.p.A – *"Documento di descrizione degli scenari 2019"* – consultabile online https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15_8d745ced8696c60.pdf
- [7] Ministero dello Sviluppo Economico; Sito Web del Ministero - *Analisi e statistiche energetiche e minerarie – consumi petroliferi*; online: https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php (accesso: 30/04/2020)



- [8] Istat (Istituto Nazionale di Statistica); Sito Web di Istat - Basi territoriali e variabili censuarie; online: <https://www.istat.it/it/archivio/104317> (accesso: 30/04/2020)
- [9] Sito Web Pronto Ingegnere; <http://www.prontoingegnere.it/allo-sportello-lesperto-risponde-quando-accendere-limpianto-termico/>
- [10] Arpa Sardegna; Applicazione WebGIS del dipartimento Meteorologico; http://gis.sar.sardegna.it/gfmaplet/?map=temperature_medie_2016
- [11] Progetto Hotmaps; Hotmaps Software Beta Version, online: <https://www.hotmaps-project.eu/hotmaps-tool-beta-version-is-available/> <https://www.hotmaps-project.eu/> (accesso: 30/04/2020)
- [12] Regione Autonoma della Sardegna; "Piano energetico ed ambientale della regione sardegna 2015-2030 proposta tecnica"; www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20160129120346.pdf
- [13] Enea; "Statistiche Regionali - Dati energetici - Bilanci di sintesi dell'energia - Anno 2008"; www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/rapporto-energia-e-ambiente/rapporto-energia-e-ambiente-2009-2010/i-dati-2009-2010/statistiche-regionali
- [14] Terna S.p.A, *Annuario statistico 2008, Annuario statistico 2013 e Annuario statistico 2018*, (cap. consumi) disponibili online: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (accesso: 30/04/2020)
- [15] Commissione Europea, *European Union Transaction Log*, online: <https://ec.europa.eu/clima/ets/> (accesso: 20/05/2020)
- [16] Terna S.p.A, "L'elettricità nelle regioni"; 2019; disponibile online: https://download.terna.it/terna/9-REGIONI_8d75860ff1f4b98.pdf (accesso: 30/04/2020)
- [17] Terna S.p.A, "Generazione elettrica"; 2019; disponibile online: <https://download.terna.it/terna/0000/1230/97.PDF> (accesso: 30/04/2020)
- [18] ENTSO-E; Transparency Platform; - online: <https://transparency.entsoe.eu/> (accesso: 30/04/2020)
- [19] Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA; Sito Web *GEOWebGIS*; online <http://geowebgis.rse-web.it/map.phtml> (accesso: 30/04/2020)
- [20] F. Lanati, A. Gelmini and G. Viganò, "The evolution of the Italian power system in 2030 to support more than 55% of renewables on electricity consumption," 2019 AEIT International Annual Conference (AEIT), Florence, Italy, 2019, pp. 1-6. Disponibile online: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8893430>
- [21] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, G. Plessmann, "The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling", *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 16-25, 2018, disponibile online: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>
- [22] Climate Data Store – Copernicus, online: <https://cds.climate.copernicus.eu/> (accesso: 20/05/2020)
- [23] I. Staffell, D. Brett, N. Brandon, A. Hawkes, "A review of domestic heat pumps", *Energy and Environmental Science*, vol. 5, no. 11, pp. 9291-9306, 2012
- [24] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti; "Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei trasporti"; disponibile online: http://www.mit.gov.it/sites/default/files/media/pubblicazioni/2019-07/CNIT_2017_2018_Bassa.pdf
- [25] Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA; *RSEview "E... muoviti! Mobilità elettrica a sistema"* 2013, Editrice Alkes ISBN 978-88-907527-3-5
- [26] Francesco Lombardi, Matteo Vincenzo Rocco, Emanuela Colombo – "A multi-layer energy modelling methodology to assess the impact of heat-electricity integration strategies: The case of the residential cooking sector in Italy"; *Energy* 170 (2019) pp. 1249-1260 – disponibile online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219300040>
- [27] P. Ruiz, W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, A. Camia, C. Thiel, C. Hoyer-Klick, F. Dalla Longa, T. Kober, J. Badger, P. Volker, B.S. Elbersen, A. Brosowski, D. Thrän, "ENSPRESO - an open, EU-28 wide,



- transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials*”, Energy Strategy Reviews, Vol.26, 2019, disponibile online: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300720>
- [28] Graziano Bullegas, Giorgio Canetto, Mauro Gargiulo, Antonio Muscas, Enrico Rubiu, Carmelo Spada; “SARDEGNA ‘ISOLA ZERO CO2’ – Phase out 2025”; gennaio 2020 – Disponibile online: https://www.cobascagliari.org/wp-content/uploads/2020/01/DocumentoEnergiaSardegna_phase-out2025.pdf
- [29] Sardinia Post “Saras, nuovo piano industriale: investimenti per 800 milioni”; articolo online: <https://www.sardiniapost.it/economia/saras-piano-industriale-investimenti-800-milioni/>
- [30] Quotidiano Energia; “Phase-out Sardegna, la data del 2025 diventa davvero fattibile?”; 11 marzo 2020
- [31] Commissione Europea, *Proposta di REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima) - COM(2020) 80 final*, disponibile online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588581905912&uri=CELEX:52020PC0080> (accesso: 20/05/2020)
- [32] Ministero dello Sviluppo Economico; “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”, Dicembre 2019; disponibile online: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf